

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
 федеральное государственное автономное
 образовательное учреждение высшего образования
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)
 Направление подготовки 21.04.01 «Нефтегазовое дело»
 Профиль «Надежность и долговечность газо-нефтепроводов и хранилищ»
 Отделение нефтегазового дела

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Тема работы
«Исследование влияния талых вод на проектное пространственное положение трубопровода в процессе эксплуатации»

УДК 621.644:551.579:551.578.46

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ81	Тимофеева Л.А.		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
профессор	Бурков П.В.	д.т.н., профессор		

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Романюк В.Б.	к.э.н., доцент		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ассистент	Черемискина М.С.	-		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ОНД ИШПР	Шадрина А.В.	к.т.н., доцент		

Томск – 2020 г.

Результаты обучения
по Основной образовательной программе подготовки магистров
по направлению **21.04.01 «Нефтегазовое дело»**
профиль подготовки **«Надежность газонефтепроводов и хранилищ»**

<i>Код результата</i>	<i>Результат обучения (выпускник должен быть готов)</i>	<i>Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон</i>
В соответствии с универсальными, общепрофессиональными и профессиональными компетенциями		
Общие по направлению подготовки 21.04.01 «Нефтегазовое дело»		
P1	Применять естественнонаучные, математические, гуманитарные, экономические, инженерные, технические и глубокие профессиональные знания в области современных нефтегазовых технологий для решения <i>прикладных междисциплинарных задач и инженерных проблем</i> , соответствующих профилю подготовки (в нефтегазовом секторе экономики)	УК-1; УК-2; УК-3, ОПК-1; ОПК-2; ОПК-4; ОПК-5; ОПК-6; ОПК-7, ОПК-8, ПК-1; ПК-2; ПК-3; ПК-4; ПК-6; ПК-7; ПК-9; ПК-10; ПК-11; ПК-14; ПК-16; ПК-17; ПК-19; ПК-20; ПК-21; ПК-23
P2	Планировать и проводить аналитические и экспериментальные <i>исследования</i> с использованием новейших достижений науки и техники, уметь критически оценивать результаты и делать выводы, полученные в <i>сложных и неопределённых условиях</i> ; использовать <i>принципы изобретательства, правовые основы в области интеллектуальной собственности</i>	УК-1; УК-2; ОПК-2; ОПК-4; ОПК-6; ПК-1; ПК-2; ПК-3; ПК-4; ПК-5; ПК-6; ПК-7; ПК-8; ПК-9; ПК-10; ПК-11; ПК-14; ПК-15; ПК-17; ПК-18; ПК-19; ПК-20; ПК-22; ПК-23
<i>в области производственно-технологической деятельности</i>		
P3	Проявлять профессиональную <i>осведомленность о передовых знаниях и открытиях</i> в области нефтегазовых технологий с учетом <i>передового отечественного и зарубежного опыта</i> ; использовать <i>инновационный подход</i> при разработке новых идей и методов <i>проектирования</i> объектов нефтегазового комплекса для <i>решения инженерных задач развития</i> нефтегазовых технологий, <i>модернизации и усовершенствования</i> нефтегазового производства.	УК-1; УК-2; ОПК-1; ОПК-2; ОПК-3; ОПК-6; ОПК-7, ОПК-8, ПК-1; ПК-2; ПК-3; ПК-4; ПК-5; ПК-6; ПК-7; ПК-8; ПК-9; ПК-11; ПК-13; ПК-14; ПК-15; ПК-18; ПК-20; ПК-21; ПК-22; ПК-23
P4	<i>Внедрять, эксплуатировать и обслуживать</i> современные машины и механизмы для реализации технологических процессов нефтегазовой области, обеспечивать их <i>высокую эффективность</i> , соблюдать правила <i>охраны здоровья и безопасности труда</i> , выполнять требования по <i>защите окружающей среды</i> .	УК-2; УПК-1; ОПК-2; ОПК-7, ОПК-8, ПК-1; ПК-3; ПК-6; ПК-9; ПК-10; ПК-11; ПК-14; ПК-16; ПК-17; ПК-18; ПК-19; ПК-21; ПК-22
<i>в области экспериментально-исследовательской деятельности</i>		

<i>Код результата</i>	<i>Результат обучения (выпускник должен быть готов)</i>	<i>Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон</i>
P5	Быстро ориентироваться и выбирать оптимальные решения в многофакторных ситуациях, владеть методами и средствами математического моделирования технологических процессов и объектов	УК-2; УК-3; ОПК-1; ОПК-2; ПК-4; ПК-5; ПК-6; ПК-7; ПК-8; ПК-9; ПК-10; ПК-11; ПК-17; ПК-20
<i>в области проектной деятельности</i>		
P6	Эффективно использовать любой имеющийся арсенал технических средств для максимального приближения к поставленным производственным целям при разработке и реализации проектов, проводить экономический анализ затрат, маркетинговые исследования, рассчитывать экономическую эффективность	УК-2; ОПК-1; ОПК-2; ОПК-4; ОПК-7, ОПК-8, ПК-1; ПК-3; ПК-4; ПК-5; ПК-6; ПК-8; ПК-9; ПК-10; ПК-11; ПК-13; ПК-14; ПК-15; ПК-16; ПК-17; ПК-18; ПК-19; ПК-20; ПК-21; ПК-22; ПК-23; (АВЕТ-3с), (ЕАС-4.2-е)
<i>в области организационно-управленческой деятельности</i>		
P7	Эффективно работать индивидуально, в качестве члена и руководителя команды, умение формировать задания и оперативные планы всех видов деятельности, распределять обязанности членов команды, готовность нести ответственность за результаты работы	УК-1; УК-2; УК-3; ОПК-1; ОПК-2; ОПК-4; ОПК-5; ОПК-6; ПК-6; ПК-11; ПК-12; ПК-13; ПК-14; ПК-15; ПК-23; (АВЕТ-3с), (ЕАС-4.2-е)
P8	Самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности; активно владеть иностранным языком на уровне, позволяющем работать в интернациональной среде, разрабатывать документацию и защищать результаты инженерной деятельности	УК-1; УК-2; УК-3; ОПК-1; ОПК-2; ОПК-4; ОПК-5; ОПК-6; ПК-6; ПК-11; ПК-12; ПК-13; ПК-14; ПК-15; ПК-23; (АВЕТ-3с), (ЕАС-4.2-е)
Профиль «Надежность газонефтепроводов и хранилищ»		
P9	Организация технологического сопровождения планирования и оптимизации потоков углеводородного сырья и режимов работы технологических объектов	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК-6, ОПК-7, ПК-4, ПК-7, ПК-13), требования профессионального стандарта 19.008 Специалист по диспетчерско-технологическому управлению нефтегазовой отрасли</i>
P10	Организация ТОиР, ДО нефте- и газотранспортного оборудования	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК-5, ОПК-6, ПК-9, ПК-11), требования профессионального стандарта 19.013 "Специалист по эксплуатации газотранспортного оборудования"</i>

<i>Код результата</i>	<i>Результат обучения (выпускник должен быть готов)</i>	<i>Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон</i>
P11	Организация работ по техническому обслуживанию, ремонту, диагностическому обследованию оборудования, установок и систем НППС.	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК-4, ОПК-5, ПК-9, ПК-14), требования профессионального стандарта 19.053" Специалист по эксплуатации нефтепродуктоперекачивающей станции магистрального трубопровода нефти и нефтепродуктов ".

Исходные данные к работе	Магистральный нефтепровод в зоне распространения сезонно-мерзлых грунтов
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	Провести литературный обзор по теме влияния талых вод на проектное пространственное положение трубопровода. Выявление и анализ причин появления вспучивания и просадки, выявление наибольшее число отказов, методы борьбы с деформированием при проявлении талых вод в зоне распространения сезонно-мерзлых грунтов.
Перечень графического материала	Рисунки, таблицы
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы	
Раздел	Консультант
«Социальная ответственность»	Черемискина Мария Сергеевна, ассистент ООД, ШБИП

«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Романюк Вера Борисовна, доцент, к.э.н.
Консультант – лингвист отделения иностранных языков ШБИП	Поздеева Галина Петровна, доцент, к.ф.н.
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:	
1. Литературный обзор	
2. Основные причины нарушения целостности трубопровода в многолетнемерзлых грунтах	

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	
--	--

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
профессор	Бурков Петр Владимирович	д.т.н, профессор		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ81	Тимофеева Людмила Александровна		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ81	Тимофеевой Людмиле Александровне

Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение (НОЦ)	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Магистратура	Направление/специальность	21.04.01 Нефтегазовое дело/надежность газонефтепроводов и хранилищ

Тема ВКР:

Исследование влияния талых вод на проектное пространственное положение трубопровода в процессе эксплуатации	
Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	<i>Объектом исследования является трубопровод, на положение которого влияют талые воды</i>
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: <ul style="list-style-type: none"> – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны. 	<ul style="list-style-type: none"> – Требования пожарной безопасности при проведении огневых работ установлены Правилами противопожарного режима в Российской Федерации (утверждены Постановлением Правительства РФ от 25.04.2012 N 390 "О противопожарном режиме"); – РД-153-39.4-056-00 «Правила технической эксплуатации магистральных нефтепроводов»
Производственная безопасность: 2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов 2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия	Вредные факторы: <ul style="list-style-type: none"> – Повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны. – Повышенный уровень шума на рабочем месте. – Утечка токсичных и вредных веществ в атмосферу. – Недостаточная освещенность рабочей зоны. Опасные факторы: <ul style="list-style-type: none"> – Расположение рабочего места на значительной высоте

	<p>относительно поверхности земли (пола).</p> <ul style="list-style-type: none"> – Электрический ток. – Электрическая дуга и металлические искры при сварке. – Пожаровзрывобезопасность.
3. Экологическая безопасность:	<p>Атмосфера: выброс газа Гидросфера: разлив нефти Литосфера: загрязнение почвы химическими веществами</p>
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:	<p>Возможные ЧС: взрыв, пожар, лесные пожары, ураган, стихийные бедствия. Наиболее типичная ЧС: взрыв, возгорание.</p>

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	
---	--

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Черемискина Мария Сергеевна	-		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ81	Тимофеева Людмила Александровна		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ81	Тимофеевой Людмиле Александровне

Инженерная школа	Природных ресурсов	Отделение	Нефтегазового дела
Уровень образования	Магистр	Направление/специальность	21.04.01 Нефтегазовое дело/Надежность газонефтепроводов и хранилищ

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:

Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Оценка стоимости ресурсов на баллаستировку промыслового нефтепровода текстильными контейнерами типа КТ в условиях распространения многолетнемерзлых грунтов.
Нормы и нормативы расходования ресурсов	Нормы расхода материалов, тарифные ставки заработной платы рабочих, нормы амортизационных отчислений, нормы времени на выполнение операций в ходе выполнения операций согласно справочников Единых норм времени (ЕНВ) и др.
Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Ставка налога на прибыль 20 %; Страховые взносы 30%; Налог на добавленную стоимость 18%

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Расчет затрат и финансового результата реализации проекта по балластировке промыслового нефтепровода, проложенного в условиях распространения многолетнемерзлых грунтов, текстильными контейнерами типа КТ
Планирование и формирование бюджета научных исследований	Планирование видов и объемов работ, формирование кадрового состава, расчет основных статей расходов
Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	Расчет экономической эффективности при балластировке промыслового нефтепровода, проложенного в условиях распространения многолетнемерзлых грунтов, текстильными контейнерами типа КТ

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

Расчетные формулы
Таблицы
График сравнения показателей

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	08.04.2020
--	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Романюк В.Б.	к.э.н, доцент		20.04.2020

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ81	Тимофеева Людмила Александровна		20.04.2020

Реферат

Магистерская диссертация содержит 115 страниц текстового материала, 30 рисунков, 13 таблиц, 55 источников, 1 приложения.

Ключевые слова. Нефтепровод, многолетнемерзлые грунты, подземная прокладка, просадка трубопровода, проектное пространственное положение, талые воды.

Объектом исследования является участок нефтепровода, проложенный в пучинистых сезонно-мерзлых грунтах.

Цель работы. Анализ технического состояния безопасной эксплуатации трубопровода в условиях распространения многолетнемерзлых/сезонно-мерзлых грунтах при влиянии талых вод на проектное пространственное положение.

Результаты исследования показали, что на данный момент нефтепровод удовлетворяет условиям прочности, и свидетельствует о высоком уровне надежности.

В процессе исследования производился анализ по результатам технологических расчетов, используя аналитическую методику нормативных документов.

Основные конструктивные, технологические и техникоэксплуатационные характеристики. В условиях нахождения многолетнемерзлых/сезонно-мерзлых грунтах необходима безопасная транспортировка нефтепродукта по нефтепроводу и инженерная защита трубопровода.

Областью применения является проектирование нефтепроводов.

ВКР написана в текстовом редакторе Microsoft Word и записана на диске.

					Исследование влияния талых вод на проектное пространственное положение трубопровода в процессе эксплуатации			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Тимофеева Л.А.			Реферат	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Бурков П.В.					10	115
Консульт.						НИ ТПУ гр.2БМ81		
Рук-ль ООП		Шадрина А.В.						

Определения и сокращения

Грунт мёрзлый – грунт, имеющий отрицательную или нулевую температуру, содержащий в своем составе видимые ледяные включения и (или) лед-цемент и характеризующийся криогенными структурными связями.

Грунт многолетнемерзлый – грунт, находящийся в мерзлом состоянии постоянно в течение трех или более лет.

Морозное пучение грунта – процесс увеличения объема и деформирования дисперсных грунтов при промерзании.

Нефтепровод – инженерно-техническое сооружение трубопроводного транспорта, предназначенное для транспортировки нефти.

Осадка/просадка грунта – понижение уровня поверхности грунта.

Относительная деформация морозного пучения ϵ_{fn} – отношение абсолютной вертикальной деформации морозного пучения промерзающего грунта к мощности промерзшего слоя.

ММГ – многолетнемерзлый грунт.

МН – магистральный нефтепровод.

НДС – напряженно-деформированное состояние.

НПС – нефтеперекачивающая станция.

ППП – проектное пространственное положение.

ПП – промежуточный пункт.

СИЗ – средства индивидуальной защиты.

					Исследование влияния талых вод на проектное пространственное положение трубопровода в процессе эксплуатации		
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
Разраб.		Тимофеева Л.А.			Определения и сокращения	Лит.	Лист
Руковод.		Бурков П.В.					11
Консульт.							115
Рук-ль ООП		Шадрина А.В.				НИ ТПУ гр.2БМ81	

Оглавление

Введение.....	14
1. Литературный обзор.....	16
1.1. Грунты.....	17
1.1.1. Пучинистые грунты.....	17
1.1.2. Непучинистые грунты.....	19
1.2. Многолетнемерзлые и мерзлые грунты	20
1.2.1. Понятие многолетнемерзлых и мерзлых грунтов.....	20
1.2.2. Географическое распространение многолетнемерзлых и мерзлых грунтов ...	23
1.3. Особенности грунтовых условий и эксплуатации Магистральных трубопроводов в условиях Западной Сибири.....	26
1.4. Влияние сезонных процессов	29
1.5. Просадка и вспучивание грунта	33
1.6. Оценка влияния нефтепровода на грунт	36
1.7. Методы борьбы с проседанием и вспучиванием.....	39
1.7.1. Термостабилизация	41
1.7.2. Теплоизоляция	44
1.8. Организационные характеристики исследуемого района	47
1.8.1. Климатическая характеристика исследуемого района	48
Выводы по разделу 1.....	49
2. ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РАСЧЁТЫ ПП УЧАСТКА МН «ГЕРАСИМОВСКОЕ – ЛУГИНЕЦКОЕ»	51
2.1. Общая характеристика	51
2.2 Исходные данные к технологическим расчетам ПП МН	51
2.3 Расчет толщины стенки.....	52
2.4 Проверка на прочность	54
2.5.Проверка на недопустимые деформации	57
2.6. Проверка общей прочности	60
Выводы по расчетам надежности и прочности	67
2.7. Напряженно-деформированное состояние трубопровода.....	68
2.8. Исследование нефтепровода программным обеспечением «Старт-Проф».....	71
Социальная ответственность	73
Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	73
Специальные правовые нормы трудового законодательства	73
Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны	74

					Исследование влияния талых вод на проектное пространственное положение трубопровода в процессе эксплуатации		
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
Разраб.		Тимофеева Л.А.			Оглавление	Лит.	Лист
Руковод.		Бурков П.В.					12
Консульт.							Листов
Рук-ль ООП		Шадрина А.В.					115
						НИ ТПУ гр.2БМ81	

Производственная безопасность	75
Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению.....	76
Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению.....	79
Экологическая безопасность	82
Анализ влияния на окружающую среду.....	82
Безопасность в чрезвычайных ситуациях	86
Заключение.....	91
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	92
Заключение.....	99
Список использованной литературы	100
Приложение А.....	106

Введение

Трубопроводный вид транспорта в нефтегазовой отрасли на данный момент считается наиболее надежным и безопасным. Правда, безопасным можно считать только в том случае, если надежность трубопровода обеспечена с высокой вероятностью [4,11].

На сегодняшний день остро стоит вопрос об актуальности надежности трубопроводного транспорта, ведь надежность должна быть на высшем уровне. И один из важных факторов – деформация проектного пространственного положения трубопровода под воздействием талых вод. Значительное количество магистральных нефтегазопроводов в настоящее время достаточно большой имеют срок в эксплуатации, не смотря на то, что талые воды могут вспучивать почву во время отрицательных температур и просаживать грунт при таянии, изменяя проектное пространственное положение трубопровода, приводя к опасной транспортировке продукта [4,7,10].

Но всё же уверенно прогнозировать и оценивать надежность линейной части трубопровода нельзя, даже при использовании современных методов диагностики магистральных трубопроводов. Часто случаются такие ситуации, что при диагностике дефектов трубопровода ничего не обнаружено, а спустя непродолжительное время выясняется, что в этом месте происходит авария [7,10].

Надежность эксплуатации линейной части трубопроводной системы и, следовательно, вероятные отрицательные материальные и экологические последствия снижения этой надежности значительно зависят от взаимодействия трубопровода с грунтом [10].

					<i>Исследование влияния талых вод на проектное пространственное положение трубопровода в процессе эксплуатации</i>		
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
Разраб.		Тимофеева Л.А.			Введение	Лит.	Лист
Руковод.		Бурков П.В.					14
Консульт.							115
Рук-ль ООП		Шадрина А.В.				НИ ТПУ гр.2БМ81	

Актуальность. Северные районы характеризуются сложными природно-климатическими и геологическими условиями – резкие перепады температуры, заболоченность территории, льдистость и пучинистость грунтов. Опыт эксплуатации показал, что выше перечисленные условия могут привести к потере проектного пространственного положения трубопровода, деформации трубопровода и даже к аварийным ситуациям. В таких специфических условиях обеспечение надежной и безопасной эксплуатации трубопроводов является довольно актуальной задачей.

Целью данной работы является анализ факторов влияния талых вод на проектное пространственное положение трубопровода.

Для достижения поставленной цели, необходимо выполнить следующие поставленные задачи:

- Изучение нормативной документации и литературы на данную тематику.
- Рассмотрение характеристики объекта исследования и территории на которой расположен.
- Анализ существующих факторов влияния вод на проектное пространственное положение трубопровода.
- Анализ методов повышения надежности трубопровода в условиях многолетнемерзлых и сезонно-мерзлых грунтах.
- Анализ надежности проектного пространственного положения исследуемого нефтепровода при эксплуатации в мерзлых грунтах.

					Введение	Лист
						15
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

1. Литературный обзор

В данной работе будет представлена картина взаимодействия проектного пространственного положения нефтепровода с окружающим его грунтом, а также влияние талых вод на грунт в зависимости от сезона.

Чаще всего при определении причин аварий и отказов трубопровода и его частей во время эксплуатации в последнюю очередь рассматривают такой фактор, как грунт. Связано это с тем, что:

- Коррозия и механические повреждения в большинстве случаев попадают под подозрения, так как с этими причинами сталкиваются ежедневно.
- Эксплуатационная надежность и проявляющее давление грунта на проектное пространственное положение трубопровода сравнительно недавно стали изучаться, так как в районах с распространением многолетнемерзлых и мерзлых грунтов данная причина в последнее время проявляется многократно.

На данный фактор необходимо уделить особое внимание, потому что на проектное пространственное положение трубопровода всё-таки напрямую зависит от свойств грунта [6, 11].

Грунт и трубопровод находятся в постоянном взаимодействии. Грунт действует на трубопровод разными способами, такими как: силовыми, тепловыми, влажностными, электрохимическими, коррозионными и биологическими способами. Трубопровод, в свою очередь, действует в ответ на силы грунта – постоянными нагрузками и переменными, объясняемые температурой и давлением транспортируемого продукта [3,6].

Огромное влияние на трубопровод могут оказывать сезонные процессы, такие как [2]:

- ✓ Промерзание талых вод при отрицательных температурах

					Исследование влияния талых вод на проектное пространственное положение трубопровода в процессе эксплуатации					
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						
Разраб.		Тимофеева Л.А.			Литературный обзор			Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Бурков П.В.							16	115
Консульт.								НИ ТПУ гр.2БМ81		
Рук-ль ООП		Шадрина А.В.								

- ✓ Общая тенденция сдвига толщины снежного покрова
- ✓ При положительной температуре происходит таяния мерзлого грунта
- ✓ Скорость и интенсивность протекания полой воды при таянии снега
- ✓ Характер и направление движения паводковых вод
- ✓ Дождь при положительной температуре
- ✓ Скачок показателя грунтовых вод

1.1. Грунты

Грунт – многокомпонентные динамичные системы (горные породы, почвы, осадки и техногенные образования), рассматриваемые как часть геологической среды и изучаемые в связи с инженерно-хозяйственной деятельностью человека [5,40].

На сегодняшний день грунты подразделяют на 5 групп по степени морозной пучинистости, то есть показатель пучинистости грунта [40]. Степень пучинистости стоит определять по значению относительной деформации морозного пучения [41]. Показатель пучинистости зависит от многого: природная влажность, глубина залегания талых вод, состава грунта и так далее [5].

Таблица 1 – Классификация грунтов по морозной пучинистости по ГОСТ-28622-2012

Разновидность грунтов	Степень пучинистости, ε_{fh}
Непучинистый	$\varepsilon_{fh} < 0,01$
Слабопучинистый	$0,01 < \varepsilon_{fh} < 0,035$
Среднепучинистый	$0,035 < \varepsilon_{fh} < 0,07$
Сильнопучинистый	$0,07 < \varepsilon_{fh} < 0,10$
Чрезмернопучинистый	$0,10 < \varepsilon_{fh}$

1.1.1. Пучинистые грунты

Пучинистые грунты – дисперсный грунт, который при переходе из талого в мерзлое состояние увеличивается в объеме и способен деформироваться из-за морозного пучения [5,6,40].

Влага, находящаяся в почве, при отрицательной температуре замерзает, превращаясь в лёд, тем самым расширяется и выталкивает своим объемом грунт вверх.

Группа предельных морозоопасных сильнопучинистых грунтов относят к себе следующие виды почв: пылеватые супеси, суглинки и пылеватые глины пластичной консистенции при расположении уровня грунтовых вод в слое сезонного промерзания или ниже нормативной глубины промерзания в супесях не более чем на 0,5 м, а в суглинках и глинах не более 1 м.



Рисунок 1 – Пучинистый грунт (супесь)

Соответственно, к группам среднепучинистых грунтов будем относить: пески пылевые, супеси, суглинки и глины с природной влажностью, превышающей показатель консистенции 0,5 м, при стоянии уровня грунтовых вод, превышающем нормативную глубину промерзания в пылеватых песках не более чем на 0,6 м, в супесях – не более чем на 1 м, в суглинках – не более чем на 1,5 м и в глинах – не более чем на 2 м, по степени морозной пучинистости.

Тогда к группе слабопучинистых грунтов отнесутся: пески мелкие и пылеватые, супеси, суглинки и глины тугопластичной консистенции, а также крупноблочные грунты с пылевато-глинистым заполнителем при стоянии уровня грунтовых вод, превышающем нормативную глубину промерзания: в пылеватых и мелкозернистых песках не более чем на 1 м, в супесях – не более чем на 1,5 м, в суглинках (с числом пластичности меньше 0,12) – не более чем

					Литературный обзор	Лист
						18
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

на 2 м, в суглинках (с числом пластичности более 0,12) – не более 2,5 м и в глинах (с числом пластичности меньше 0,28) – не более чем на 3 м [6].

1.1.2. Непучинистые грунты

Непучинистые грунты – грунт, который в своем составе не имеет влаги и при переходе из талого в мерзлое состояние не увеличивается в объеме [6].

К условно (практически) непучинистым грунтам относятся: крупнообломочные грунты с пылевато-глинистым заполнителем, пески мелкие и пылеватые и все виды глинистых грунтов твердой консистенции с природной влажностью в период промерзания меньшей, чем влажность на границе раскатывания при уровне грунтовых вод ниже нормативной глубины промерзания: в крупнообломочных, пылеватых и мелкозернистых песках более чем на 1 м, в супесях – более чем на 1,5 м, в суглинках (с числом пластичности меньше 0,12) – более чем на 2 м, в суглинках (с числом пластичности более 0,12) на 2,5 м и в глинах с числом пластичности меньше 0,28 – более чем на 3 м.

К непучинистым грунтам относятся: скальные, крупнообломочные грунты, содержащие менее 30% по массе частиц диаметром $<0,1$ мм, пески гравелистые крупные и средней крупности независимо от их природной влажности и уровня залегания грунтовой воды [5,6].



Рисунок 2 – Непучинистый грунт (скальный)

1.2. Многолетнемерзлые и мерзлые грунты

1.2.1. Понятие многолетнемерзлых и мерзлых грунтов

Вечная мерзлота – грунт, который постоянно держит на некоторой глубине отрицательную температуру, не превышая нуля.

Мерзлый грунт в своем составе имеет лед и температуру не выше нуля. Если же мерзлый грунт остается на протяжении трёх лет и более с отрицательной температурой на небольшой глубине, то его называют многолетнемерзлым или вечномерзлым грунтом [40].

А грунт, который только в холодный период бывает мерзлым, а в весенне-осенний период талым, называют сезонномерзлым. С поздней осени и по весну талая вода в грунте становится замерзшей, а с весны по осень лед тает – сезонное промерзание. Глубина промерзания зависит от климатических условий, состава пород, снежного покрова и так далее.

Как только наступает теплое время, лёд, содержащийся в грунте, начинает таять, что приводит к снижению прочности грунта, соответственно, изменяя и другие свойства, точно также и с замерзанием почвы во время зимы.

Морозный грунт в своем составе не имеет влаги при отрицательных температурах, чаще всего таким грунтом является скальный [40].

Грунты, которые держат температуру ниже нуля, но не имеют сил сцепления из-за отсутствия в составе льда – сыпучемерзлые. Такие грунты чаще всего представлены крупнообломочными и сыпучими грунтами.



Рисунок 3 – Схема грунтов, находящиеся при отрицательной температуре

Деятельным слоем называют самый верхний поверхностный слой грунта в районах распространения вечномёрзлых грунтов, подвергающийся сезонному

оттаиванию летом или промерзанию зимой. Мощность данного слоя зависит от местности, что даже в одном и том же районе распространения, она может быть различна за множество лет, завися от изменения прихода тепла в толще грунтов, вызванных изменением температуры воздуха, скорости и направления ветра и т.д.

На три слоя делят толщи многолетнемерзлых грунтов в вертикальном разрезе:

- Деятельный слой – самая верхняя часть толщи многолетней мерзлоты;
- Слой многолетней мерзлоты;
- Подмерзлотный слой (положительная температура у талых грунтов).

В редких ситуациях может произойти то, что зимой с замерзанием при температуре ниже нуля деятельный слой сливается с уже мерзлым грунтом, происходит так называемое явление «сливающаяся мерзлота», однако, если же слой полностью не промерз, тогда посреди мерзлой породы и деятельного слоя остается прослойка грунта с положительной температурой, то это «несливающаяся мерзлота».

Состав, состояние, определение мощности деятельного слоя и расположения в нем талого грунта имеет достаточное значение на практике.

Два типа мерзлоты в геологическом разрезе:

- сливающаяся мерзлота, при которой деятельный слой при замерзании непосредственно переходит в многолетнюю мерзлоту.

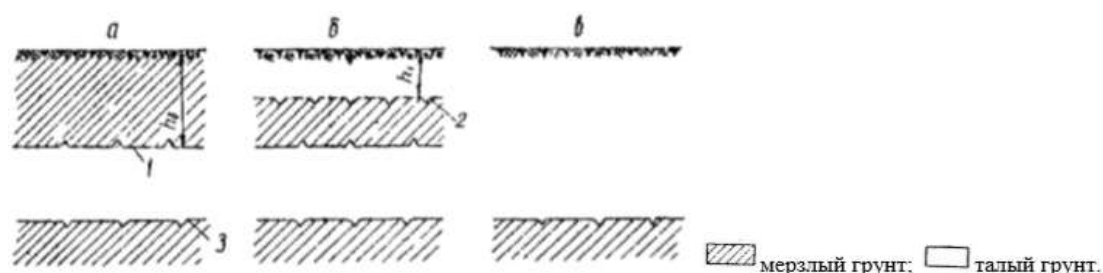


Рисунок 4 – Положение деятельного слоя: а – максимального промерзания; б – промежуточный; в – максимального оттаивания; 1 – поверхность вечномерзлых грунтов; 2 – граница оттаивания; 3 – граница промерзания.

- несливающаяся мерзлота, когда при замерзании между ними остается слой талого грунта.



Рисунок 5 – Положение деятельного слоя: а – максимального промерзания; б – промежуточный; в – максимального оттаивания; 1 – поверхность вечномёрзлых грунтов; 2 – граница оттаивания; 3 – граница промерзания.

Встречаются также сыпучие грунты в мерзлом состоянии при отрицательной температуре. Их условно можно разделить на две большие группы:

- Пластичномёрзлый грунт – грунт, сцементированный льдом, но обладающий вязкими свойствами и характеризуемыми сжимаемостью под нагрузками. Глинистые грунты, в составе которых входит незамерзшая вода. Количество незамерзшей воды для супеси 4,5%, суглинков 10%, глины 15% при -1°C .
- Сыпучемёрзлый грунт – грунт крупнообломочный и песчаный, не сцементированный льдом вследствие малой их влажности, а потому сохраняющий рыхлость, их прочность определяется лишь силами внутреннего трения. К сыпучемёрзлым относят крупнообломочные и песчаные грунты, не сцементированные льдом вследствие малой их влажности.

Лед – важнейшая особенность мерзлых пород. В состав мерзлых грунтов, кроме льда входит еще три основных компонента: минеральная составляющая, воздух, вода.

Скальные породы – нахождение льда в виде жилок, прослоек, заполняющие трещины и пустоту. Если отсутствуют пустоты и трещины у скального грунта, то это говорит об отсутствии льда в нем.

Песчаные грунты – нахождение льда в виде макроформ – линз, слои, ледяные зерна разных размеров. Они выступают как минерал, образуя породу и цементируя ее для плотности и монолитности.

Глинистые породы – лед находится в маленьких тоненьких линзах и прослойках. По его расположению относительно поверхности различают текстуры мерзлого грунта:

- массивная – расположен равномерно, встречается в песках;
- слоистую – лед расположен параллельно, встречается в глинистых породах;
- сетчатую – образуют так называемую «сеточку», так же встречаются в глинистых породах.



Рисунок 6 – Формы текстур мерзлых грунтов. а) массивная, б) слоистая, в) сетчатая

1.2.2. Географическое распространение многолетнемерзлых и мерзлых грунтов

В России около 65% простираения многолетнемерзлых и мерзлых грунтов общей площади суши, во всем мире – 25%. По площади распространения многолетнемерзлых грунтов выделяют 5 групп:

1. Сплошного распространения (многолетнемерзлые грунты занимают более 95% территории области, температура мерзлых грунтов на этих территориях ниже -3 °С).

2. Преимущественно сплошного распространения (многолетнемерзлые грунты занимают 90-95% территории, температура мерзлых грунтов на этих территориях составляет от -0,5 до -3 °С).

3. Прерывистого распространения (многолетнемерзлые грунты занимают 75-90% территории, температура мерзлых грунтов на этих территориях составляет от - 0,2 до - 2 °С).

4. Массивно-островного распространения (многолетнемерзлые грунты занимают 25-75% территории, температура мерзлых грунтов на этих территориях составляет от - 0,2 до -2 °С).

5. Островного и редкоостровного распространения (многолетнемерзлые грунты занимают менее 25 % территории, температура мерзлых грунтов на этих территориях выше -0,5 °С).



Рисунок 7 – Классификация по площади распространения ММГ.

От промежутка времени таяния грунта зависит классификация мерзлого грунта. Если же ММГ подвергаются оттаиванию раз в несколько лет, то к ним присоединяются сезонномерзлые.

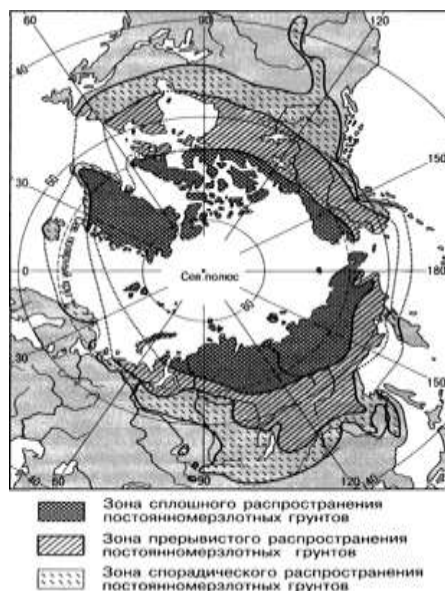


Рисунок 8 – Границы районов распространения мерзлых грунтов в северном полушарии.

Грунты сезонного промерзания простираются почти повсеместно, обладая отрицательной температурой в сезон холодов. В это время они промерзают по-разному – от нескольких метров (0,3-0,6 м) до 2-6 м, а при наступлении летнего времени года растаивают полностью. Так как Российская Федерация расположена на особенной климатической картине, тогда согласно этому, малые участки сезонного промерзания грунтов при положительной температуре не успевают оттаять, образуя так называемые «перелетки».

Перелетки – участки грунта, которые не оттаяли при изменении сезонной температуры. Перелетки могут образоваться при изменении условий на поверхности (удаление слоя снега, затенение поверхности и т. д.), а также если температура окружающей среды начинает колебаться и отличается от средней. При определённых условиях образование перелетков может привести к формированию вечномёрзлых грунтов. Перелетки, в основном, встречаются в районах глубокого сезонного промерзания или на участках распространения вечномёрзлых грунтов островного типа.

1.3. Особенности грунтовых условий и эксплуатации

Магистральных трубопроводов в условиях Западной Сибири

Северные районы с микроклиматом тундры или лесотундры достаточно большое влияние оказывают на строительство и эксплуатацию трубопровода [8,9].

Западная Сибирь отличается резко континентальным климатом: суровая зима, длящаяся до 7 месяцев, и довольно теплое лето. Суточное колебание температур достигает 30 °С. Юго-Восточная часть Западно-Сибирской низменности, имеет плоско-равнинный рельеф с уклоном на северо-запад с небольшими абсолютными высотами над уровнем моря (120- 130 м) [9].

Почвенный покров области сформирован при наличии специфических особенностей, определяющих его индивидуальные черты, в частности, повышенный гидроморфизм, обусловленный заболоченностью территории, а в южных районах, сильным промерзанием и медленным оттаиванием почв. Географическое положение, резко континентальный климат, особенности условий почвообразования обуславливают основные природные процессы, присущие земельному фонду Томской области: переувлажнение, заболачивание, водная эрозия [9,10].

Инженерно-геологические условия Томской области характеризуются широким распространением минеральных грунтов трех основных генетических типов: аллювиальных, озерно-аллювиальных, озерно-болотных. Аллювиальные отложения, как правило, представлены суглинками толщиной от 2 до 7 метров, озерно-аллювиальные: песками, суглинками, глинами толщиной 8-15 до 40-50, а иногда до 80 метров. Озерно-болотные отложения представлены преимущественно торфами и заторфованными грунтами, суглинками, глинами, реже супесями и песками толщиной 4-6 метров [9].

					Литературный обзор	Лист
						26
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Вид грунта	Влажность W, д.е.	Плотность ρ_s , г/см ³	Плотность ρ , г/см ³	Плотность ρ_d , г/см ³	e, д.е.	ϕ , град	C, МПа	E, МПа
Пески	0,15 до 0,35	2,6 до 3,0	1,7 до 1,19	-	0,6 до 0,8	18 до 32	-	9,0 до 20
Супеси	0,2 до 0,35	2,7 до 2,8	1,8 до 2,05	2,45 до 1,7	0,6 до 0,8	16 до 28	0,01 до 0,03	6,0 до 12
Суглинки глины	0,23 до 0,4	2,6 до 2,8	1,73 до 2,11	-	0,75 до 1,02	14 до 22	0,02 до 0,05	3,5 до 10

Рисунок 9 – Физико-механические характеристики минеральных грунтов
Томской области

Анализ инженерно-геологических условий Томской области позволяет сделать вывод о том, что они отличаются значительной сложностью с точки зрения использования их в качестве оснований сооружений. К особенностям, прежде всего, следует отнести:

- неоднородность литологического состава пород;
- обводненность территории;
- низкая несущая способность грунтов;
- высокая деформируемость;
- пылеватость грунтов;
- суровый климат с продолжительной холодной зимой.

Неоднородность литологического состава пород. Минеральные грунты повсеместно непостоянны по толщине, имеют сложный характер переслаивания с выклиниванием и заменой одного слоя грунта другим.

Обводненность территории. Из-за равнинного (бессточного) рельефа и значительного превышения величины годовых осадков над величиной их испарения для региона характерен высокий уровень грунтовых вод (от 0,5 до 1,8 м – в минеральных грунтах и от 0,0 до 0,3 метра в торфах).

Низкая несущая способность грунтов. По всем критериям оценки они относятся к категории «слабых». Расчетное сопротивление минеральных

грунтов в 50% случаев не превышает 0,1 МПа, а торфов и заторфованных грунтов – 0,05 МПа.

Высокая деформируемость. Минеральные грунты имеют низкие значения модуля деформации. Так, для суглинков он составляет всего 4,0-6,0 МПа, а для торфов – 0,05-0,15 МПа. Поэтому примерно в 70% случаев такие грунты не могут быть использованы в качестве естественных оснований.

Пылеватость грунтов. Достаточно сказать, что содержание пылевой фракции в них крупностью от 0,05 до 0,005 мм колеблется от 30 до 60%. Пылеватость обуславливает склонность грунтов к морозному пучению. Практически все минеральные грунты Томской области в соответствии с действующими нормами относятся к пучинистым.

Суровый климат с продолжительной холодной зимой. Нормативная глубина промерзания грунтов на юге области составляет 1,5-1,7 м, а на севере до 3-х метров и более. Средняя глубина промерзания торфа составляет 0,6 метров [9].

Осенью температура падает также быстро, как и растет весной. Переход средней суточной температуры к отрицательным значениям происходит в начале октября. Вскоре же устанавливается и снежный покров.

Для поверхности этой области характерен чрезвычайно слабый дренаж и сильная заболоченность.

По трассе конденсатопровода развиты отложения четвертичного возраста, площадное распространение имеют аллювиальные и озерно-аллювиальные отложения, слагающие надпойменные террасы и поймы рек. Большое распространение имеют болотные отложения – торфяник, располагающиеся как на террасах, так и на междуречьях.

Коренные породы залегают на больших глубинах, мощность четвертичных отложений измеряется десятками и сотнями метров. Литологические разности представлены торфом мало или плохо

					Литературный обзор	Лист
						28
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

разложившимся, мелкими песками с редким включением гравия и гальки, реже песками средней крупности и крупными супесями и суглинками от полутвердых и текучепластичных, преимущественно тугопластичных.

Характер мерзлоты, в основном, островной, чаще всего она приурочена к распространению торфяников. Температура грунтов на глубине нулевых годовых амплитуд колеблется в пределах от нуля до минус двух градусов [10].

1.4. Влияние сезонных процессов

Влияние сезонных процессов играет большую роль в эксплуатации и строительстве трубопроводов со сложными климатическими условиями [10].

Особую трудность представляет обеспечение надежности трубопроводов, проложенных по территории с распространением многолетнемерзлых пород в специфических гидрогеологических и геологических условиях [1].

Пучение, которое происходит в течение времени с осени по весну, может проявляться достаточно во многих почвах отличных по составу (например, от глин до мелкозернистых песков). Процессами сезонного пучения объяснено образование пятен-медальонов, мелкобугристого рельефа и сезонных бугров пучения [1].

Морозное пучение – геокриологический процесс, который считается опасным для трубопровода, оказывает достаточно большое влияние на напряженно-деформированное состояние трубопровода. При отрицательных температурах транспортировка продукта опасна, так как трубопровод является источником морозного пучения, т.е. трубопровод сам вызывает промерзание пучинистого грунта [1,2,11].

При замерзании даже всей поровой воды в грунте увеличение его объема не превышает 3-4% (закрытая система). В то же время в натуре объем грунта при его промерзании увеличивается на 10-50 и даже 100%. Рост объема грунта при промерзании (пучении) сопровождается резким увеличением влажности грунта с образованием в нем льда в виде линз и прослоек. Пучение грунта

					Литературный обзор	Лист
						29
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

развивается вследствие притока (миграции) воды к фронту промерзания из нижележащих слоев (открытая система).

В природных условиях, и особенно в процессе строительства, вследствие неоднородности состава грунтов, распределения влаги, плотности, условий промерзания и ряда других факторов морозное пучение всегда бывает неравномерным, а поэтому опасным для сооружения, так как при этом возникают и неравномерные силы морозного пучения.

При положительной температуре грунты представляют собой обычно трехкомпонентную систему, состоящую из минеральных частиц, воды и воздуха. При отрицательной температуре грунты переходят в более сложную четырехкомпонентную систему. Лед в мерзлом грунте является цементирующим веществом между отдельными минеральными частицами. Кроме того, лед является заполнителем пор грунта и его разрыхлителем при промерзании (пучении).

Соотношение между свободной и связанной водой в грунтах различно и определяется, ее гидрофильностью (способностью минералов абсорбировать воду) и составом поровой воды. В пылевато-глинистых грунтах связанной воды гораздо больше по сравнению с грунтами, сложенными преимущественно частицами грубодисперсной фракции (крупнее 0,1 мм). В песках крупных и средних и крупнообломочных грунтах с заполнителем до 10% (по массе) этой воды немного и она не имеет практического значения.

Температурой начала замерзания считается наивысшая и наиболее устойчивая температура, наступающая вслед за температурным скачком и обусловленная кристаллизацией наименее связанной с минеральным скелетом воды в объеме грунта, охлажденного до температуры ниже нуля. Температура для разных грунтов различна (для песка 0 °С, для глины -0,5-1,5° С) и зависит в основном от влажности и наличия солей в растворенном виде. Так, температура начала замерзания суглинка при концентрации раствора солей и

					Литературный обзор	Лист
						30
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

влажности 16% составляет -10°C , при концентрации 23,1% – соответственно $-21,1^{\circ}\text{C}$, а незасоленного $-1,0^{\circ}\text{C}$.

Объем промерзающего грунта увеличивается в том случае, если его влажность превосходит расчетную «критическую» влажность, ниже значения которой прекращается перераспределение влаги в промерзающем грунте. Коэффициент водонасыщения грунта при его критической влажности равен примерно 0,90. Но эта зависимость выражает лишь предел влажности, характеризующей стабильное состояние грунта при его промерзании в условиях трехфазной системы, но не учитывает способность влаги к передвижению (миграции).

Интенсивность и глубина сезонного промерзания грунта в естественных условиях определяются большим количеством факторов: продолжительностью и суровостью зимнего периода (количество отрицательных градусо-дней), величиной снежного покрова, временем выпадения осадков (твердых и жидких), видом и составом грунта и его теплофизическими и влажностными характеристиками, естественной влажностью и ее динамикой во времени, наличием и характером растительного покрова, экспозицией местности, глубиной залегания подземных вод, рельефом местности и др. Многие из перечисленных факторов имеют региональное значение [8].

Короткие участки морозного пучения длиной 2-5 м приводят к значительно более сильным изгибам трубопровода, чем участки длиной более 25 м, что обуславливает повышенную опасность локального морозного пучения [7, 8].

Пространственная и временная изменчивость основных компонентов геокриологической обстановки приводит к тому, что интенсивность криогенного пучения изменяется от участка к участку в весьма больших пределах, а на отдельных однородных участках оно проявляется по площади не равномерно, а как случайный процесс [3,4,8]

					Литературный обзор	Лист
						31
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Перечисленные криогенные процессы, связанные с изменением температурного поля грунта, зачастую приводят к следующим нежелательным последствиям:

- Выпучивание трубопровода;
- Всплытие трубопровода;
- Провисание трубопровода;
- Прямое деформационное механическое воздействие на трубопровод.

В результате изменяется напряженно-деформированное состояние трубопровода, что крайне негативно сказывается на его эксплуатационной надежности.

Изменение теплового режима многолетнемерзлых грунтов основания инженерных сооружений приводит к возникновению аварийных ситуаций с серьезными экономическими, материально-техническими, экологическими и социальными последствиями. Тепловое взаимодействие инженерных сооружений с многолетнемерзлыми грунтами оказывает значительное влияние на состояние грунта, а, следовательно, на их несущую способность и надежность.

На рисунке 10 представлено распределение отказов трубопровода, проложенного в условиях многолетнемерзлых пород, в зависимости от времени года. По результатам натурных измерений выявлено, что наибольшее число отказов приходится на весенне-осенний период. Это связано с возникновением неравномерного напряженно-деформированного состояния, которое вызвано рядом климатических факторов, в первую очередь, ярко выраженной сменой времени года.

В осенне-зимние месяцы (ноябрь–март) происходит промерзание деятельного слоя сверху, которое сопровождается миграцией поровой воды. При этом на минеральных частицах, покрытых тонким слоем пленочной воды, возникает поверхностная нереализованная энергия, благодаря которой вода

подтягивается к тонкой прочносвязанной пленке воды из нижерасположенного влажного грунта. Процесс миграции пленочной и капиллярной воды играет основную роль в формировании морозного пучения. Величина пучения в течение зимы монотонно растет за счет миграции поровой влаги к фронту промерзания. В мае при поступлении снеговой воды наблюдается резкое увеличение объема верхних слоев грунта. В летние месяцы, когда идет интенсивное испарение влаги за счет высыхания этих слоев, происходит усадка деятельного слоя. Много годичный цикл протаивания-промерзания усиливает процесс выпучивания трубопровода [9].

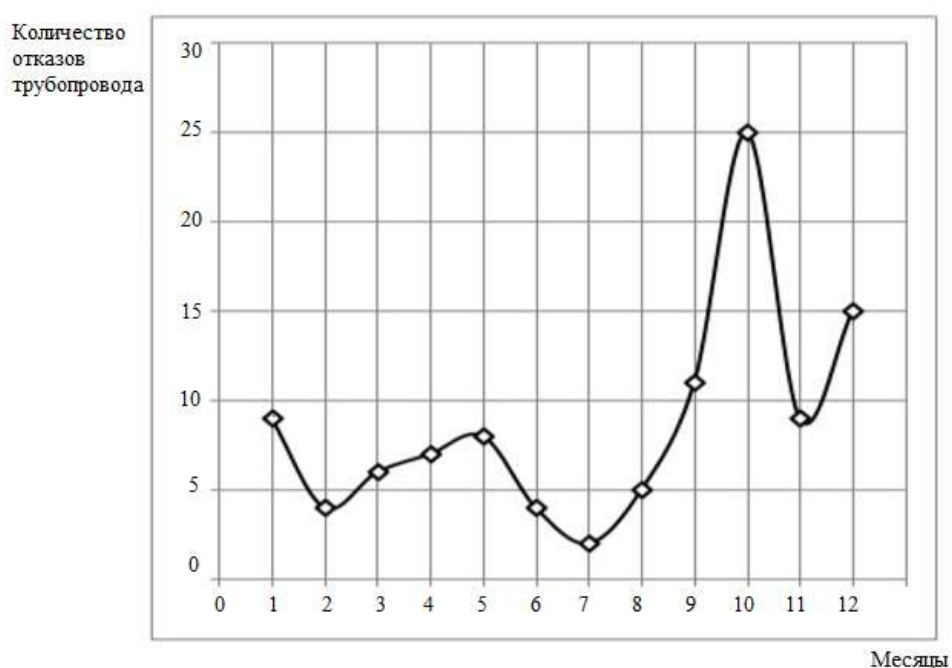


Рисунок 10 – Зависимость отказов трубопровода от времени года.

1.5. Просадка и вспучивание грунта

Вода, как известно из физики, при замерзании имеет свойство расширять свой объем. Соответственно, с грунтом, который имеет в своем составе воду, при отрицательной температуре тоже произойдет аналогичная ситуация. Пренебрежение этим условием, приводит к тому, что в период промерзания грунта, трубопровод будет деформироваться и подниматься вверх вместе с грунтом

Промерзание грунта происходит постепенно, всегда процесс начинается сверху. Замерзая, грунт начинается вытеснять присутствующую в нем влагу, а плохо ушедшую вниз воду начинает «выкидывать» вверх, что способствует поднятию грунта.

Особенно опасно морозное пучение, когда вспучивание происходит неравномерно. За несколько смен сезонов происходит то опускание грунта, то его поднятие. От этого деформация ППП по трубопроводу будет неравномерна распространена.

Также влияние на морозное пучение способствует разница температур грунта и трубопровода. Между ними может образовываться талая вода, что тоже приводит к деформации.

Процесс морозного пучения наиболее развит в следующих грунтах: глинистые пылеватые, супесчаные грунты. Процесс актуален не только на территории многолетнемерзлых грунтов, но и на сезонномерзлых участках. Процесс морозного пучения наблюдается только на влажных грунтах, в зоне сухих грунтов он не актуален. Исследования показали, что пучение происходит более интенсивно, если во время замерзания влага поступает из «открытой системы».

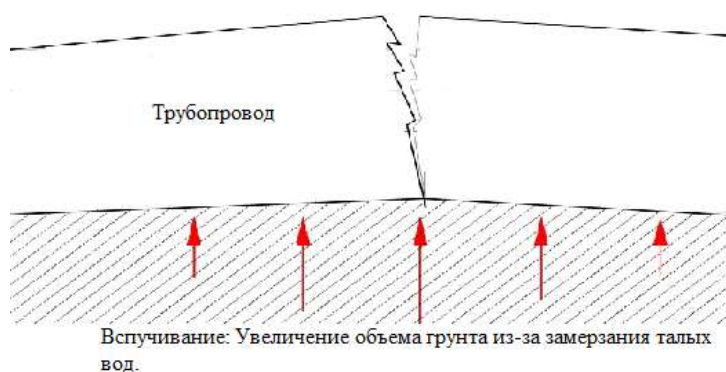


Рисунок 11 – Вспучивание грунта и деформация трубопровода.

При высыхании талых вод в почве во время весенне-осеннего сезона можно наблюдать просадку грунта.

В частности, за счет растепляющего воздействия «горячей» трубы на холодный грунт происходит оттаивание массива под трубопроводом.

Результат оттаивания грунта под нефтепроводом или вокруг него называется ореол оттаивания. Именно в пределах ореола оттаивания снижается прочность мерзлого грунта, что приводит к его осадке, и следственно, осадке самого трубопровода. Понижение уровня трубопровода относительно горизонта может достигать достаточно больших величин. Границы ореола оттаивания всегда непостоянна, она колеблется и зависит от температуры грунта, температуры трубопровода и его диаметра. Именно эта непостоянность в оттаивании часто бывает основной причиной аварий, так как возникают прогибы, провисы и т.д.



Рисунок 12 – Просадка грунта и деформация трубопровода.

Процесс осадки слоя оттаявшего грунта очень сложный процесс, который можно разделить на два этапа:

1. Осадка оттаивания учитывает осадку основания, складывающуюся из изменения объема льда при переходе его в воду и изменения объема от некоторого закрытия макротрещин грунта при оттаивании. Величина осадки оттаивания зависит от физикомеханических свойств грунта, характеризующихся величиной коэффициента оттаивания.

2. Осадку уплотнения слоя грунта. Осадка оттаивания учитывает осадку грунта от собственного веса и внешней нагрузки. Величина осадки уплотнения зависит от физико-механических свойств грунта, характеризующихся величиной коэффициента относительного уплотнения (сжимаемости) [12].

1.6. Оценка влияния нефтепровода на грунт

Как было сказано ранее, нефтепровод, при контакте с мерзлым грунтом, приводит к его оттаиванию. Это происходит из-за разности температур и особенностей тепломасообмена на границе «труба-грунт». Температура перекачиваемой нефти всегда положительна, иначе возрастает ее вязкость и транспортировка усложняется. Это наносит существенные затраты перекачивающим компаниям. Поэтому чтобы избежать или уменьшить влияние нефтепровода на грунт необходимо прогнозировать эти процессы при проектировании.

В связи с интенсивным освоением районов распространения мерзлых грунтов: Якутия, Ямал, север Томской области, первый критерий остановится очень затратным и инженеры чаще пользуются принципом мерзлых грунтов с допущением оттаивания в процессе эксплуатации нефтепровода, т.е. использование по II критерию. Методы использования грунта, как правило выбирают по СНиП 2.02.04-88. При этом обязательно учитывают способ прокладки нефтепровода, основной режим его эксплуатации, исследования специалистов по прогнозированию состояния грунта и самое главное – самих свойств грунта. Все требования обязательно должны соответствовать нормам экологической безопасности.

Строительство горячего нефтепровода происходит в осенне-зимний период, когда наступает отрицательная температура грунта, так как проезд техники становится труднодоступным при наступлении теплоты. Соответственно, начальное состояние нефтепровода стоит принимать в момент положения трубы в мерзлый грунт, а напряженно- деформированное состояние трубы необходимо отслеживать с учетом свойств грунта, в который заглублен нефтепровод [44].

Для того чтобы адекватно определять величину оттаявшего грунтового массива вокруг нефтепровода, необходимо сначала знать на какую глубину

					Литературный обзор	Лист
						36
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

грунт промерзает. Величина промерзания может зависеть от некоторых природных факторов и факторов человеческой деятельности. К природным факторам относится: сезонная температура окружающей среды, наличие или отсутствие снежного покрова. К человеческим факторам относится: наличие зданий и сооружений, движение транспорта и т.д. Величина промерзания может быть различной на разных участках трассы нефтепровода, это зависит от варьирования диаметров и свойств грунта.

Промерзание грунта одна из основных причин такого процесса как морозное пучение. В ходе диссертационной работы было сказано, что морозное пучение процесс увеличения объёма и деформирования дисперсных грунтов при промерзании и образования выпуклых форм на их поверхности.

Изучение силового влияния морозного пучения грунтов на действующий трубопровод связано с промерзанием грунтов – сложным процессом, зависящим от тепломассообмена в мерзлом и талом грунте, характера фазового перехода и химических превращений, от возможного изменения напряженно-деформированного состояния грунтового массива (талого и мерзлого) с последующим структуроизменением. Такая многофакторность процесса промерзания, зависимость его протекания от множества различных физических и химических параметров должна учитываться при адекватном математическом описании изучаемого явления.

Еще более сложным является изучение механизма промерзания грунтов при наличии теплового влияния со стороны заглубленного нефтепровода, что объясняется как «ухудшением» геометрии процесса, так и изменением температуры энергоносителя вдоль трассы.

Согласно [45], участки магистральных трубопроводов подразделяются (по температуре транспортируемого энергоносителя) следующим образом:

1. горячие (температура энергоносителя в любое время года положительная);

					Литературный обзор	Лист
						37
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

2. теплые (среднегодовая температура продукта положительная, в течение некоторого времени отрицательная);
3. холодные (среднегодовая температура энергоносителя отрицательная, в течении некоторого времени может быть положительной).

Тепловое влияние заглубленных нефтепроводов на динамику сезонного промерзания грунтов определяется сочетанием среднегодовой $t_{ж}$, максимальной $t_{ж\max}$ и минимальной $t_{ж\min}$ температур транспортируемого продукта.

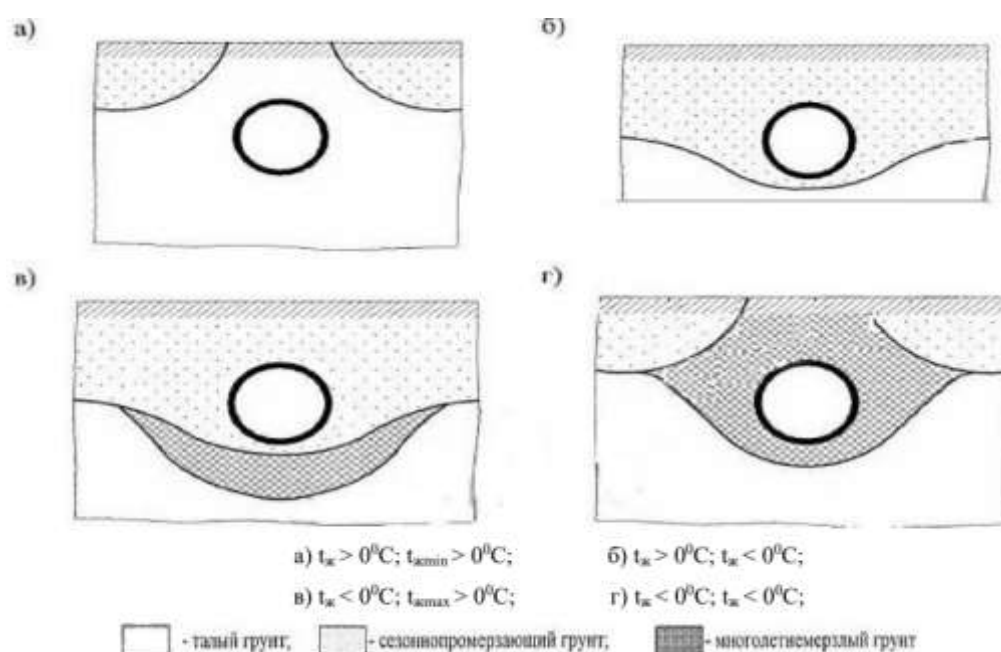


Рисунок 13 – Тепловое взаимодействие подземных трубопроводов с грунтами.

Формирование температурного поля промерзающего грунта определяется сезонным понижением температуры наружного воздуха и тепловым воздействием трубопровода. Иначе говоря, поставленная задача может быть решена в рамках совместного изучения процессов теплообмена внутри трубопровода и в промерзающем грунте с сопряжением температуры и теплового потока на границе «внешняя поверхность трубопровода – окружающий грунт».

В таком случае механизм теплопередачи от трубопровода к окружающему грунту и от грунта к наружному воздуху осуществляется следующими образом:

1. За счет конвекции теплота подводится от энергоносителя к внутренней поверхности трубопровода.
2. Вследствие теплопроводности (по металлу и изоляции) теплота передается от внутренней поверхности трубопровода к наружной.
3. За счет теплопроводности теплота с наружной поверхности поступает в грунт.
4. Выведенная в грунт теплота плюс теплота замерзания грунта отбираются с помощью конвекции наружным воздухом.

В соответствии с динамикой промерзания грунта вокруг трубопровода его различные (достаточно малые) участки могут быть классифицированы следующим образом:

- Участки 1-го вида. Для трубопровода этих участков характерно наличие талого грунта (в любой момент времени) как вокруг трубопровода, так и на любой глубине под ним.
- Участки 2-го вида. Трубопровод всегда окружен талым грунтом, однако в наиболее холодный период времени появляется мерзлый грунт под трубопроводом, который затем переходит в талое состояние при увеличении температуры наружного воздуха.
- Участки 3-го вида. В некоторый момент времени происходит полное промерзание грунта вокруг трубопровода, которое сохраняется длительное время.

1.7. Методы борьбы с проседанием и вспучиванием

Морозное пучение и проседание грунта оказывают достаточное влияние на грунт, а грунт, тем самым, на нефтепровод, поэтому необходимо бороться, для

					Литературный обзор	Лист
						39
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

того, чтобы не повлиять негативно на ППП трубопровода и безопасно транспортировать нефть и нефтепродукт.

С целью обеспечения безопасности на объектах трубопроводного транспорта, а именно на линейной части магистрального нефтепровода, проложенного на участках с ММГ, эксплуатирующие компании используют мелиорацию грунта. Это понятие включает в себя комплекс мероприятий, связанный с изменением состава, свойств, и других факторов для сохранения грунта в стабильном состоянии.

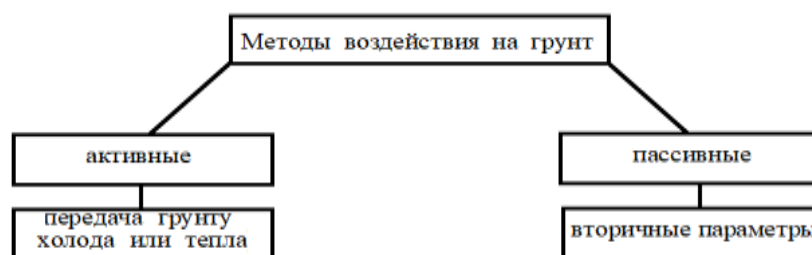


Рисунок 14 – Методы воздействия.

Методы воздействия на грунт подразделяются на две большие категории: активные (передача грунту холода или тепла); пассивные (влияют через вторичные параметры).

Согласно [43], существует три группы средств воздействия на грунт:

1. Первая группа средств воздействует непосредственно на теплообмен между грунтом и окружающим воздухом и включает в себя ряд способов: навесы, посадка растительности, защита пленками и т.д.

2. Эта группа воздействует на изменение теплообмена в самом грунте. Способы воздействия разнообразны: электроосмос, осушение, полная замена грунта и т.д.

3. Третья группа влияет на температуру грунта при помощи передачи тепла или холода от естественного или искусственного источника. Естественные способы: каналы вентиляции, проветривание, обводнение.

Искусственные же методы более распространённые: пар, хладагенты, химические смеси.

Одни из самых распространенных методов борьбы с проседанием и вспучиванием грунта:

- теплоизоляция трубопровода – по сути, та же изоляция, но ее отличительная особенность, способность не пропускать тепло от стенки трубы к грунту, подверженному оттаиванию;
- замена на менее пучинистый грунт;
- термостабилизация – поддержание грунта в мерзлом состоянии;
- применение природного газа для термостабилизации грунта – небольшой трубопровод с природным газом отрицательной температуры, идущий рядом с основным, охлаждая нефтепровод;
- балластировка – обеспечение устойчивости положения трубопровода в траншее на проектных отметках.

1.7.1. Термостабилизация

Недопущение оттаивания исключает возникновение аварий на действующем нефтепроводе. Опыт отечественного строительства в районах распространения мерзлых грунтов, безусловно, полезен при сооружении и эксплуатации трубопроводов. Средства, которые использовали конструкторы для укрепления грунта под фундаментом сооружений, с успехом используется и в трубопроводном транспорте. Один из таких методов – термостабилизация грунта.

Сезонно-действующие охлаждающие устройства (СОУ) предназначены для поддержания грунта в мерзлом состоянии, что обеспечивает устойчивость зданий, сооружений на сваях, а также сохраняет замерзший грунт вокруг опор ЛЭП и трубопроводов, вдоль насыпей железнодорожных путей и автомобильных магистралей [18].

					Литературный обзор	Лист
						41
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Основные конструкционные элементы схожи. Термостабилизаторы состоят из конденсатора, запорно-заправочного узла, испарителя, транспортной зоны. Несмотря на важность работы, которую выполняют стабилизаторы, принцип ее очень прост, а самое главное, они не требуют энергозатрат.

Термостабилизаторы на объектах трубопроводного транспорта применяются с целью:

- поддержание состояние грунта в мерзлым;
- замораживание грунта, для дальнейшего строительства трубопровода;
- уменьшение последствий теплового влияние нефтепровода на грунт;
- обеспечение устойчивости грунтового массива к осадке;

Термостабилизация грунтов один из основных методов поддержания грунта в состоянии сопротивляться влиянию нефтепровода. Он используется практически повсеместно, где нефтепровод контактирует с многолетнемерзлыми грунтами. Это очень дешевое и эффективное средство. И еще один плюс их использования – термостабилизаторы выпускаются на заводах России, что обеспечивает их своевременную доставку к месту работ и ускоряет процесс строительства или эксплуатации.

Работа термостабилизатора заключается в следующем, нужно отметить, что для всех термостабилизаторов он одинаков. Теплоноситель устройства (хладагент, аммиак и др.) находится в герметичной трубе. Она состоит из пары одинаковых секций. Первая находится в земле и носит название – испаритель. Вторая, расположена на поверхности – радиаторная секция. Когда температура воздуха на поверхности становится ниже чем в грунте, хладагент начинает конденсировать. Снижение давления приводит к вскипанию и испарению хладагента. Этот процесс, иными словами, забирает приходящее тепло к грунту с поверхности, и выносит его обратно.

					Литературный обзор	Лист
						42
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

В настоящее время существуют несколько типов конструкций сезонно-действующих охлаждающих устройств:

- Термостабилизатор. Представляет собой вертикальную трубу термосифона, вокруг которой замораживается грунт.
- Термосвая. Представляет собой вертикальную сваю с интегрированным термосифоном. Термосвая может нести некоторую нагрузку, например, опору нефтепровода.

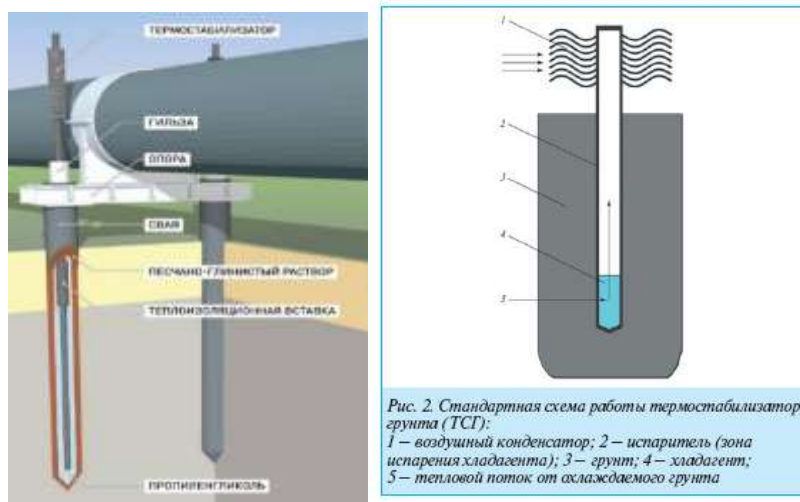


Рисунок 15, 16 – Термостабилизатор.

Одним из способов борьбы с оттаиванием многолетнемерзлого грунта от теплового воздействия нефтепровода является использование природного газа. Как известно, в России, очень актуально последнее время применение природного газа в различных областях промышленности и производства.

Суть его заключается в следующем. Снаружи нефтепровода, по которому ведется перекачка нефти с положительной температурой, монтируется еще один трубопровод небольшого диаметра, по которому перекачивается природный газ с отрицательной температурой. Труба с природным газом блокирует тепловое влияние нефтепровода и предотвращает оттаивание многолетнемерзлого грунта. Другой вариант использования этого метода заключается в поочередной перекачке продуктов трубопроводов

(нефти и природного газа). Порции продуктов должны быть рассчитаны так, чтобы температура контакта в зоне «труба-грунт» не поднималась выше 0 °С.

До сих пор этот метод не нашел практического применения, так как он является экономически невыгодным по сравнению с описанными выше. Возможно новые технологии и современная наука в ближайшем времени сделает этот метод используемым на нефтепроводах Российской Федерации.

Больше миллиона рублей понадобится для строительства трубопровода с проектным планом, который уже включает в себя термостабилизаторы. А вот монтаж уже в существующую проложенную трассу понадобится больше трех миллионов. На проектном начинании это более выгодно устанавливать, так как экономится время и деньги.

1.7.2. Теплоизоляция

Необходимость защиты трубопровода от внешних воздействий появилась еще с самого начала их эксплуатации. За 30 лет нахождения трубы в земле, с ней происходят огромные изменения. Коррозия, растрескивание, вмятины – все это далеко не весь перечень дефектов трубопровода, которые приводят к его остановке или авариям. Решение применять изоляцию для защиты тела трубы от воздействий окружающей среды было очень оправданным.

Теплоизоляция трубопровода – по сути, та же изоляция, но ее отличительная особенность, способность не пропускать тепло от стенки трубы к грунту, подверженному оттаиванию. В отличие от обычной изоляции, теплоизоляция состоит из высокоэффективных материалов, обладающих теплоизоляционными свойствами. Теплоизоляция нефтепроводов должна выполнять ряд функций: уменьшение плотности нефти до нормативных величин, стабилизация температуры нефти в трубопроводе, поддержание требуемой температуры на контакте изоляции и грунта, недопущение оттаивания многолетнемерзлого грунта вокруг нефтепровода, выполнение всех свойств что и обычная изоляция.

					Литературный обзор	Лист
						44
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Жидкая теплоизоляция

Жидкая теплоизоляция – это инновационный материал, предназначенный специально для возведения сберегающего энергию и тепло барьера на всех поверхностях, нуждающихся в дополнительном утеплении.

Основным компонентом жидких теплоизоляционных материалов является акрил, а это значит, что методика нанесения такого вида теплоизоляционного покрытия практически не отличается от методики покраски при помощи распылителей или с помощью обычной малярной кисти. При покрытии поверхностей слоем, имеющим толщину всего два миллиметра, позволяет обеспечить долговечность и хорошие теплоизоляционные качества.

К высокотехнологичным способам изоляции относится покрытие труб жидким составом. Защитный слой получается очень тонким и легким, но при этом прочным и устойчивым к агрессивному воздействию. Чтобы нанести такое термо- и влагостойкое покрытие, применяются кисти или распылители.

Изначально жидкие изоляторы предназначались для космической промышленности, однако со временем их стали использовать в строительстве и других сферах. Состав красок-теплоизоляторов может несущественно отличаться добавками; как правило, такие средства включают акриловые, керамические и полимерные частицы.

Вспененный каучук

Этот полимер отличается хорошими эксплуатационными характеристиками, а также гибкостью и простотой монтажа. Материалы на основе пластичного вспененного каучука – оптимальный выбор для защиты изогнутых участков нефтепровода.

Востребованность изолятора легко объяснить: его антикоррозионные свойства сочетаются со стойкостью к действию агрессивных химических веществ.

					Литературный обзор	Лист
						45
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Вспененный каучук производится методом экструзии из натурального и синтетического каучука с последующей вулканизацией. Для придания материалу жиростойкости, огнеупорности, озоностойкости и изностоустойчивости в состав смеси вводят дополнительные ингредиенты, в частности неопреновый и этиленпропиленовый трехкомпонентный каучук, полиуретан, серу и пр. Готовый продукт представляет собой гибкий ячеистый материал в виде труб или листов с не менее чем 90% закрытых пор.

Пенополиуретановая изоляция

Скорлупа ППУ – это лучший современный теплоизоляционный материал, который обладает маленьким коэффициентом теплопроводимости. Пенополиуретан (ППУ) теряет всего 3 % тепла.

Скорлупа ППУ для изоляции труб и отводов – это готовый теплоизоляционный элемент, который состоит из двух полускорлуп с замками. Для изоляции труб скорлупу крепят на голую стальную трубу с помощью термоленты, проволоки или хомутов. Монтаж скорлуп можно проводить в любое время года при сухой погоде.

Трубы ППУ в сборной конструкции состоят из стальной трубы, полиэтиленовой оболочки или оцинкованной оболочки, теплоизоляционного слоя из пенополиуретана (ППУ), медного сигнального провода и центрирующих опор (центраторов). В процессе изготовления трубы теплоизолированной кольцевое пространство между стальной трубой и защитной оболочкой заполняется пенополиуретановой композицией (полиол и полиизоционат).

Таблица 2 – Сравнение изоляции.

Вид	ППУ	Жидкий	Вспененный каучук
Срок	30 л	10 л	30 л
Сохранение тепла	95%	70%	90-95%
Спец.навыки	+	-	+
Дешевизна	+	+	-
Раб.диапазон	-100/+130 °С	-60/+150°С	-200/+175°С

Пластичность	-	+	+
Пожарная безопасность	-	+	+
Теплопроводность Вт/м·К	0,028	0,065	0,03
Особенности	Широкая область применения, экологически чистый, широкий температурный диапазон, долговечный	-	Гибкий материал с повышенной плотностью, хорошие изоляционные характеристики, узкая область применения

При этом, ВК имеет свойство самозатухания, что является большим преимуществом, также используется в суровых климатических условиях. Также называют изоляцией «третьего поколения». По данным из таблицы видно, что теплопроводность ВК и ППУ почти одинаков. Но достаточно дорогой.

1.8. Организационные характеристики исследуемого района

Рассматриваемый участок 169-231 км находится в Томской области Парабельском районе на месторождении «Герасимовское».

Месторождение Герасимовское находится вблизи от д. Пудино и города Кедровый в 30 км. Окружено болотами и лесами. Проезд осуществляется по автозимнику, либо вертолетом. Также недалеко расположено озеро Кульдшиха, а ближе к Западно-Останинскому месторождению – озеро Мирное, самое большое озеро в регионе.

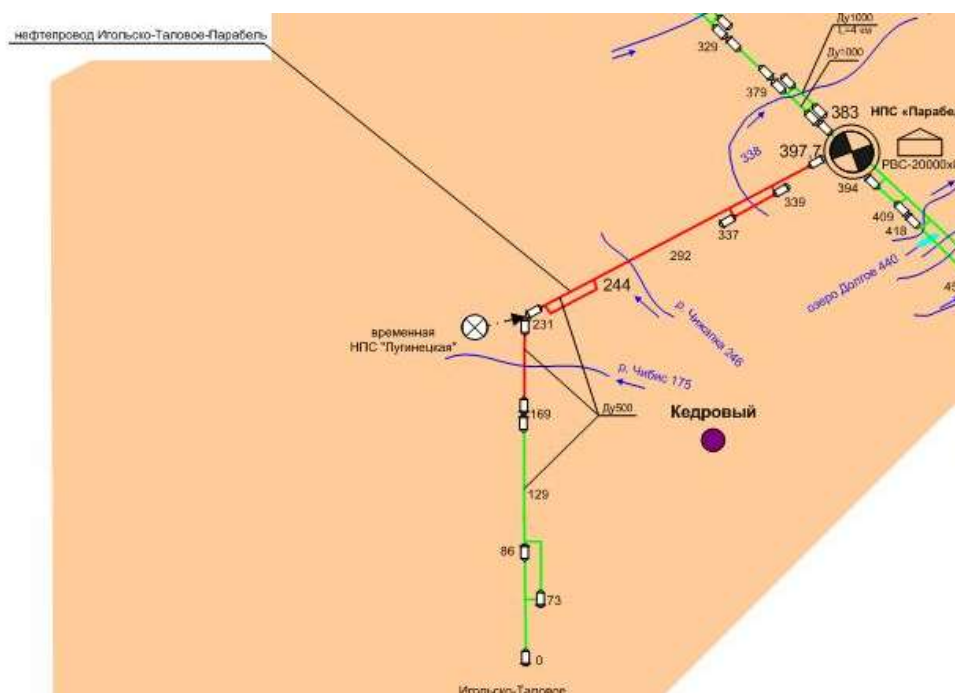


Рисунок 17 – Обзорная схема «Игольско-Таловое – Парабель».

1.8.1. Климатическая характеристика исследуемого района

Нужный участок для исследования «Герасимовское – Лугинецкое» в соответствии с рекомендуемой картой климатического районирования Российской Федерации [30] расположен в I климатическом район, подрайоне IV. Согласно СНиП 2.01.07-85* [31] данный район относится:

- к IV снеговому району (расчетное значение веса снегового покрова составляет 2,4 КПа; наибольшая высота снежного покрова приходится на февраль и достигает 41 см);
- ко II ветровому району (нормативная ветровая нагрузка составляет 0,3 КПа; средняя скорость ветра достигает 3,2 м/с);
- ко II гололедному району (толщина стенки гололеда достигает 5 мм). Преобладающее за год направление ветра – южное. Климат резко континентальный с продолжительной суровой зимой и коротким сравнительно жарким летом. В соответствии с картой зон влажности [30] район относится к нормальному. Самый холодный месяц в году – январь (средняя температура $-20,2^{\circ}\text{C}$), самый тёплый – июль ($+18,2^{\circ}\text{C}$). Температура воздуха с

обеспеченностью 98% равна: -47 °С для наиболее холодных суток, -44 °С для наиболее холодной пятидневки [30]. Абсолютный максимум температуры приходится на июль и составляет +36,1 °С, абсолютный минимум – на январь, -53,3 °С.

В большинстве случаев район представлен суглинистыми и глинистыми почвами. Суглинистые и глинистые почвы относятся к категории пучинистых грунтов, что говорит об сезонном промерзании. Нормативная глубина сезонного промерзания суглинков и глины равна 2,0 м.

Выводы по разделу 1.

1. Подвергаются при наличии талых вод морозному пучению и просадке грунты с пучинистостью: пылеватые глины, пылеватые супеси, суглинки.
2. Процесс просадки и вспучивания при наличии талых вод актуален не только на территории многолетнемерзлых грунтов, но и на сезонномерзлых участках. Процесс морозного пучения и просадки наблюдается только на влажных грунтах, в зоне сухих грунтов он не актуален.
3. Талые воды при замерзании или оттаивании в пучинистых ММГ/сезонно-мерзлых грунтах влияют на деформированное состояние проектного пространственного положения трубопровода вспучиванием или просадкой деятельного слоя.
4. Методов борьбы в сезонно-мерзлых пучинистых грунтах с деформацией трубопровода из-за процессов просадки и вспучивания при проявлении талых вод достаточно много: термостабилизация, теплоизоляция, замена грунта на менее пучинистый и т.д.
5. Исследуемый участок «Герасимовское-Лугинецкое» подвержен сезонным промерзанием грунта, так как район расположен на

					Литературный обзор	Лист
						49
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

пучинистых грунтах: суглинок и глина, что приводит к процессам просадки и морозного вспучивания.

2. ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РАСЧЁТЫ ПП УЧАСТКА МН «ГЕРАСИМОВСКОЕ – ЛУГИНЕЦКОЕ»

2.1. Общая характеристика

В качестве проведения технологических расчетов взят участок трубы «Игольско-Таловое – Парабель» на 169-231 км трассы, расположенной от месторождения «Герасимовское» до НПС «Лугинецкая». В дальнейшем обозначение как «Герасимовское – Лугинецкое».

Таблица 3 – Техническая характеристика участка МН «Герасимовское – Лугинецкое».

Параметр	Значение
Пропускная способность Q_T , т/год	36
Диаметр D , мм	530×8
Толщина стенки δ , мм	8
Материал трубы	Сталь 17Г1С
Класс прочности	K56
Предел прочности σ_B , МПа	560÷570
Предел текучести σ_T , МПа	385÷390
Расчетное рабочее давление p , МПа	3,2
Плотность перекачиваемой нефти ρ , кг/м ³	820,4÷849,1
Тип изоляции	Усиленного типа (1 слой ленты «Бри-зол», 1 слой обертки «Полилен-ОБ»), мастика битумно-резиновая МБР-90 (до 4,5 мм)

2.2 Исходные данные к технологическим расчетам ПП МН

Таблица 4 – Исходные данные.

Параметр	Единицы измерения	Значение
Диаметр наружный D_n	мм	530
Расчетное рабочее давление p	МПа	3,2
Плотность нефти ρ_n (Самотлорское нефтяное месторождение)	кг/м ³	849
Материал трубы	—	Сталь марки 17Г1С
Класс прочности	—	K56
Плотность стали $\rho_{ст}$ [28]	кг/м ³	7850
Минимальное значение временного сопротивления металла трубы R_1^H	МПа	560

					Исследование влияния талых вод на проектное пространственное положение трубопровода в процессе эксплуатации			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.	Тимофеева Л.А.				Расчетная часть		Лит.	Лист
Руковод.	Бурков П.В.							51
Консульт.								115
Рук-ль ООП	Шадрина А.В.						НИ ТПУ гр.2БМ81	

Продолжение таблицы 4.

Минимальное значение предела текучести металла трубы R_2^H	МПа	385
Категория участка МН [28]	—	В
Коэффициент условий работы m [28]	—	0,6
Коэффициент надежности по материалу k_1 [28]	—	1,4
Коэффициент надежности по материалу k_2 ($R_{n2} / R_{n1} \leq 0,8$ [28])	—	1,15
Коэффициент надежности по назначению k_n [28]	—	1
Коэффициент надежности по нагрузке n (от внутреннего давления [28])	—	1,15
Удельный вес глин и суглинков γ_{cp} [29]	Н/м ³	27200
Коэффициент нормального сопротивления глин и суглинков (коэффициент постели глин и суглинков при сжатии) k_0 [36]	МПа/м	25
Угол внутреннего трения глин и суглинков φ_{cp} [36]	град.	18
Сцепление глин и суглинков C_{cp} [36]	кПа	20
Модуль упругости (модуль Юнга) E_0 [28]	МПа	206000
Коэффициент поперечной деформации стали (коэффициент Пуассона) в упругой стадии работы μ_0 [28]	—	0,3
Расчетный температурный перепад Δt	°С	44
Коэффициент линейного расширения α_t [28]	град. ⁻¹	0,000012
Ускорение свободного падения g	м/с ²	9,81

2.3 Расчет толщины стенки

1. Расчетное сопротивление сжатию металла трубы определяется по формуле:

$$R_1 = \frac{m \cdot R_1^H}{k_1 \cdot k_n}, \text{ МПа [28]}, \quad (1)$$

$$R_1 = \frac{0,6 \cdot 560}{1,4 \cdot 1} = 240 \text{ МПа.}$$

2. Расчётное сопротивление растяжению металла трубы определяется по формуле:

$$R_2 = \frac{m \cdot R_2^H}{k_2 \cdot k_n}, \text{ МПа [28]}, \quad (2)$$

$$R_2 = \frac{0,6 \cdot 385}{1,15 \cdot 1} = 200,87 \text{ МПа.}$$

3. Толщина стенки трубы определяется по формуле:

$$\delta = \frac{n \cdot p \cdot D_H}{2 \cdot (R_1 + n \cdot p)}, \text{ мм [28]}, \quad (3)$$

$$\delta = \frac{1,15 \cdot 3,2 \cdot 530}{2 \cdot (240 + 1,15 \cdot 3,2)} = 4 \text{ мм.}$$

Для стали марки 17Г1С1 (ТУ 1104-138100-357-02-96) принимается номинальное значение толщины стенки $\delta = 8 \text{ мм}$ [33].

При наличии продольных осевых сжимающих напряжений толщину стенки следует определять по формуле:

$$\delta = \frac{n \cdot p \cdot D_H}{2 \cdot (\psi_1 \cdot R_1 + n \cdot p)}, \text{ мм [28],} \quad (4)$$

где ψ_1 – коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние труб.

4. Коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние труб, определяется по формуле:

$$\psi_1 = \sqrt{1 - 0,75 \cdot \left(\frac{|\sigma_{пр.N}|}{R_1} \right)^2} - 0,5 \cdot \frac{|\sigma_{пр.N}|}{R_1} \text{ [28],} \quad (5)$$

где $\sigma_{пр.N}$ – продольное осевое сжимающее напряжение, определяемое от расчетных нагрузок и воздействий с учетом упругопластической работы металла труб, МПа.

5. Продольные осевые сжимающие напряжения от расчётных нагрузок и воздействий определяются по формуле:

$$\sigma_{пр.N} = -\alpha_t \cdot E_0 \cdot \Delta t + \mu_0 \cdot \frac{n \cdot p \cdot D_{вн}}{2 \cdot \delta}, \text{ МПа [28],} \quad (6)$$

где $D_{вн}$ – внутренний диаметр трубы, мм.

6. Внутренний диаметр трубы определяется по формуле:

$$D_{вн} = D_H - 2 \cdot \delta, \text{ мм [28],} \quad (7)$$

$$D_{вн} = 530 - 2 \cdot 8 = 514 \text{ мм.}$$

7. Продольные осевые сжимающие напряжения от расчётных нагрузок и воздействий:

$$\sigma_{пр.N} = -0,000012 \cdot 206000 \cdot 44 + 0,3 \cdot \frac{1,15 \cdot 3,2 \cdot 514}{2 \cdot 8} = -72,3 \text{ МПа.}$$

8. Коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние труб:

					Расчетная часть	Лист
						53
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$\psi_1 = \sqrt{1 - 0,75 \cdot \left(\frac{|-72,3|}{240}\right)^2} - 0,5 \cdot \frac{|-72,3|}{240} = 0,81.$$

9. Толщина стенки при наличии продольных осевых сжимающих напряжений:

$$\delta = \frac{1,15 \cdot 3,2 \cdot 530}{2 \cdot (0,81 \cdot 240 + 1,15 \cdot 3,2)} = 4,9 \text{ мм.}$$

Расчетную толщину стенки труб следует принимать не менее $1/140 D_n$, но не менее 4 мм для труб с условным диаметром свыше 200 мм [28]:

$$\frac{1}{140} \cdot D_n = \frac{1}{140} \cdot 530 = 3,7 = 4 \text{ мм} < 8 \text{ мм}, \quad (8)$$

следовательно, принятая в подпункте 3 расчетная толщина стенки удовлетворяет требованию.

2.4 Проверка на прочность

1. Проверка на прочность производится из условия:

$$|\sigma_{пр.N}| \leq \psi_2 \cdot R_1 [28], \quad (9)$$

где ψ_2 – коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние металла труб.

2. Коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние металла труб, определяется по формуле:

$$\psi_2 = \sqrt{1 - 0,75 \cdot \left(\frac{\sigma_{кц}}{R_1}\right)^2} - 0,5 \cdot \frac{\sigma_{кц}}{R_1} [28], \quad (10)$$

где $\sigma_{кц}$ – кольцевые напряжения от расчетного внутреннего давления, МПа.

3. Кольцевые напряжения от расчетного внутреннего давления определяются по формуле:

$$\sigma_{кц} = \frac{n \cdot p \cdot D_{вн}}{2 \cdot \delta}, \text{ МПа} [28], \quad (11)$$

$$\sigma_{кц} = \frac{1,15 \cdot 3,2 \cdot 514}{2 \cdot 8} = 118,22 \text{ МПа.}$$

4. Коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние металла труб:

					Расчетная часть	Лист
						54
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$\psi_2 = \sqrt{1 - 0,75 \cdot \left(\frac{118,22}{240}\right)^2} - 0,5 \cdot \frac{118,22}{240} = 0,65.$$

5. Продольные осевые напряжения на прямолинейных и упруго изогнутых участках подземных трубопроводов при отсутствии продольных и поперечных перемещений, просадок и пучения грунта определяются по формуле:

$$\sigma_{пр.N} = -\alpha_t \cdot E \cdot \Delta t + \mu \cdot \frac{n \cdot p \cdot D_{вн}}{2 \cdot \delta}, \text{ МПа [28]}, \quad (12)$$

где E – переменный модуль упругости (модуль Юнга), МПа;

μ – переменный коэффициент поперечной деформации стали (коэффициент Пуассона).

6. Переменный модуль упругости определяется по формуле:

$$E = \frac{\frac{\sigma_i}{\varepsilon_i}}{1 + \frac{1-2 \cdot \mu_0 \cdot \sigma_i}{3 \cdot E_0 \cdot \varepsilon_i}}, \text{ МПа [28]}, \quad (13)$$

где σ_i – интенсивность напряжений, определяемая через главные напряжения, МПа;

ε_i – интенсивность деформаций, определяемая по интенсивности напряжений в соответствии с нормированной диаграммой растяжения σ - ε .

7. Переменный коэффициент поперечной деформации стали определяется по формуле:

$$\mu = \frac{\frac{1}{2} \cdot \frac{1-2 \cdot \mu_0 \cdot \sigma_i}{3 \cdot E_0 \cdot \varepsilon_i}}{1 + \frac{1-2 \cdot \mu_0 \cdot \sigma_i}{3 \cdot E_0 \cdot \varepsilon_i}} [28]. \quad (14)$$

8. Интенсивность напряжений определяется по формуле:

$$\sigma_i = \sqrt{\sigma_{кц}^2 + \sigma_{пр.N}^2 - \sigma_{кц} \cdot \sigma_{пр.N}}, \text{ МПа [28]}, \quad (15)$$

$$\sigma_i = \sqrt{118,22^2 + (-72,3)^2 - 118,22 \cdot (-72,3)} = 166,58 \text{ МПа.}$$

9. Интенсивность деформаций определяется по формулам:

$$\varepsilon_i = \varepsilon - \frac{1-2 \cdot \mu_0}{3 \cdot E_0} \cdot \sigma [28], \quad (16)$$

где ε – деформации, определяемые по нормированной диаграмме растяжения σ - ε (рисунок 18);

σ – напряжения, определяемые по формуле:

$$\sigma = \sigma_i, \text{ МПа [28]}, \quad (17)$$

$$\sigma = 166,58 \text{ МПа} = 16,66 \text{ кг/мм}^2.$$

10. Согласно нормированной диаграмме растяжения σ - ε сталь работает в упругой области (рисунок 18) и $\varepsilon = 0,0025$.

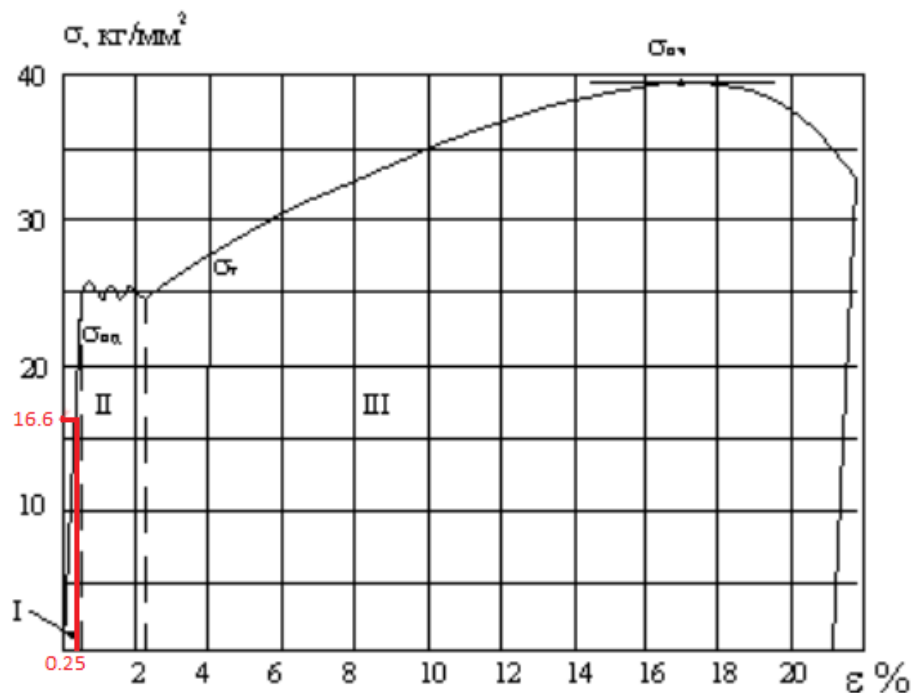


Рисунок 18 – Нормированная диаграмма растяжения малоуглеродистых низколегированных конструкционных сталей [34].

Интенсивность деформаций:

$$\varepsilon_i = 0,0025 - \frac{1 - 2 \cdot 0,3}{3 \cdot 206000} \cdot 166,58 = 0,0024.$$

11. Переменный модуль упругости:

$$E = \frac{166,58}{0,0024} = 66424 \text{ МПа}.$$

12. Переменный коэффициент поперечной деформации стали:

$$\mu = \frac{\frac{1}{2} - \frac{1 - 2 \cdot 0,3}{3 \cdot 206000} \cdot \frac{166,58}{0,0024}}{1 + \frac{1 - 2 \cdot 0,3}{3 \cdot 206000} \cdot \frac{166,58}{0,0024}} = 0,4.$$

13. Продольные осевые напряжения на прямолинейных и упруго изогнутых участках подземных трубопроводов при отсутствии продольных и поперечных перемещений, просадок и пучения грунта:

$$\sigma_{пр.N} = -0,000012 \cdot 66424 \cdot 44 + 0,4 \cdot \frac{1,15 \cdot 3,2 \cdot 514}{2 \cdot 8} = 12,21 \text{ МПа.}$$

Знак «+» указывает на осевое продольное растяжение.

14. При растягивающих осевых продольных напряжениях коэффициент ψ_2 принимается равным единице:

$$|12,21| \leq 1 \cdot 240;$$

$$12,21 \text{ МПа} < 240 \text{ МПа,}$$

следовательно, условие прочности выполняется.

15. Абсолютное значение максимального температурного перепада, при котором толщина стенки определяется только из условия восприятия внутреннего давления определяется по формулам:

– абсолютное значение положительного температурного перепада:

$$\Delta t_{(+)} = \frac{\mu \cdot R_1}{\alpha_t \cdot E}, \text{ } ^\circ\text{C} [28], \quad (18)$$

$$\Delta t_{(+)} = \frac{0,4 \cdot 240}{0,000012 \cdot 66424} = 120,4 \text{ } ^\circ\text{C};$$

– абсолютное значение отрицательного температурного перепада:

$$- \Delta t_{(-)} = \frac{(1-\mu) \cdot R_1}{\alpha_t \cdot E}, \text{ } ^\circ\text{C} [28], \quad (19)$$

$$\Delta t_{(-)} = \frac{(1 - 0,4) \cdot 240}{0,000012 \cdot 66424} = 180,5 \text{ } ^\circ\text{C.}$$

2.5. Проверка на недопустимые деформации

1. Для предотвращения недопустимых пластических деформаций подземных трубопроводов проверку необходимо производить по условиям:

					Расчетная часть	Лист
						57
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$|\sigma_{\text{пр}}^{\text{н}}| \leq \psi_3 \cdot \frac{m}{0,9 \cdot k_n} \cdot R_2^{\text{н}} [28], \quad (20)$$

где $\sigma_{\text{пр}}^{\text{н}}$ – максимальные (фибровые) суммарные продольные напряжения в трубопроводе от нормативных нагрузок и воздействий, МПа;

ψ_3 – коэффициент, учитывающий двухосное напряжённое состояние металла труб;

$$|\sigma_{\text{кц}}^{\text{н}}| \leq \frac{m}{0,9 \cdot k_n} \cdot R_2^{\text{н}} [28], \quad (21)$$

где $\sigma_{\text{кц}}^{\text{н}}$ – кольцевые напряжения от нормативного (рабочего) давления, МПа.

2. Коэффициент, учитывающий двухосное напряжённое состояние металла труб, определяется по формуле:

$$\psi_3 = \sqrt{1 - 0,75 \cdot \left(\frac{\sigma_{\text{кц}}^{\text{н}}}{\frac{m}{0,9 \cdot k_n} \cdot R_2^{\text{н}}} \right)^2} - 0,5 \cdot \frac{\sigma_{\text{кц}}^{\text{н}}}{\frac{m}{0,9 \cdot k_n} \cdot R_2^{\text{н}}} [28]. \quad (22)$$

3. Кольцевые напряжения от нормативного (рабочего) давления определяются по формуле:

$$\sigma_{\text{кц}}^{\text{н}} = \frac{p \cdot D_{\text{вн}}}{2 \cdot \delta}, \text{ МПа} [28], \quad (23)$$

$$\sigma_{\text{кц}}^{\text{н}} = \frac{3,2 \cdot 514}{2 \cdot 8} = 102,8 \text{ МПа.}$$

4. Коэффициент, учитывающий двухосное напряжённое состояние металла труб:

$$\psi_3 = \sqrt{1 - 0,75 \cdot \left(\frac{102,8}{\frac{0,6}{0,9 \cdot 1} \cdot 385} \right)^2} - 0,5 \cdot \frac{102,8}{\frac{0,6}{0,9 \cdot 1} \cdot 385} = 0,6.$$

5. Максимальные суммарные продольные напряжения от нормативных нагрузок и воздействий определяются по формуле:

$$\sigma_{\text{пр}}^{\text{н}} = \mu \cdot \sigma_{\text{кц}}^{\text{н}} - \alpha_t \cdot E \cdot \Delta t \pm \frac{E \cdot D_{\text{н}}}{2 \cdot \rho_{\text{min}}}, \text{ МПа} [28], \quad (24)$$

где ρ_{min} – минимальный радиус упругого изгиба оси трубопровода, мм.

6. Минимальный радиус упругого изгиба оси трубопровода определяется по формуле:

					Расчетная часть	Лист
						58
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$\rho_{min} = \frac{E \cdot D_H}{2 \cdot \left(\psi_3 \cdot \frac{m}{0,9 \cdot k_n} \cdot R_2^H + \mu \cdot \sigma_{кц}^H - \alpha_t \cdot E \cdot \Delta t \right)}, \text{ мм [28]}, \quad (25)$$

$$\rho_{min} = \frac{66424 \cdot 514}{2 \cdot \left(0,6 \cdot \frac{0,6}{0,9 \cdot 1} \cdot 385 + 0,4 \cdot 102,8 - 0,000012 \cdot 66424 \cdot 44 \right)} =$$

$$= 106660 \text{ мм} = 106,7 \text{ м.}$$

В соответствии со СНиП III-42-80* [33] минимальный радиус упругого изгиба оси трубопровода DN 600 принимается равным 600 м.

7. Максимальные суммарные продольные напряжения растяжения от нормативных нагрузок и воздействий:

$$\sigma_{пр(+)}^H = 0,4 \cdot 102,8 - 0,000012 \cdot 66424 \cdot 44 + \frac{66424 \cdot 530}{2 \cdot 6 \cdot 10^5} = 35,4 \text{ МПа.}$$

Максимальные суммарные продольные напряжения сжатия от нормативных нагрузок и воздействий:

$$\sigma_{пр(-)}^H = 0,4 \cdot 102,8 - 0,000012 \cdot 66424 \cdot 44 - \frac{66424 \cdot 530}{2 \cdot 6 \cdot 10^5} = -23,3 \text{ МПа.}$$

Для проверки выполнения условия (20) принимаются наибольшие суммарные продольные напряжения – растягивающие:

$$|\sigma_{пр}^H| = |\sigma_{пр(+)}^H| = 35,4 \text{ МПа.}$$

8. Для предотвращения недопустимых пластических деформаций необходимо:

$$35,4 \leq 0,6 \cdot \frac{0,6}{0,9 \cdot 1} \cdot 385;$$

$$44,09 \text{ МПа} < 154 \text{ МПа};$$

$$102,8 \leq \frac{0,6}{0,9 \cdot 1} \cdot 385;$$

$$102,8 \text{ МПа} < 256,67 \text{ МПа,}$$

следовательно, оба условия предотвращения недопустимых пластических деформаций выполняются.

2.6. Проверка общей прочности

1. Проверку общей устойчивости трубопровода в продольном направлении в плоскости наименьшей жесткости необходимо производить из условия:

$$S \leq m \cdot N_{\text{пр}} [28], \quad (26)$$

где S – эквивалентное продольное осевое усилие в сечении прямолинейного или упруго изогнутого трубопровода от действия расчетных нагрузок и воздействий, МН;

$N_{\text{пр}}$ – продольное критическое усилие, при котором наступает потеря продольной устойчивости трубопровода, МН.

2. Эквивалентное осевое усилие в сечении трубопровода определяется по формуле:

$$S = 100 \cdot [(0,5 - \mu) \cdot \sigma_{\text{кц}} + \alpha_t \cdot E \cdot \Delta t] \cdot F, \text{ МН} [28], \quad (27)$$

где F – площадь поперечного сечения трубы, см².

3. Продольное критическое усилие для прямолинейных участков в случае пластической связи трубы с грунтом определяется по формуле:

$$N_{\text{кр}}^{(1)} = 4,09 \cdot \sqrt[11]{p_0^2 \cdot q_{\text{верт}}^4 \cdot F^2 \cdot E^6 \cdot J^3}, \text{ МН} [36], \quad (28)$$

где p_0 – сопротивление грунта продольным перемещениям отрезка трубопровода единичной длины, Н/м;

$q_{\text{верт}}$ – сопротивление поперечным вертикальным перемещениям отрезка трубопровода единичной длины, обусловленное весом грунтовой засыпки и собственным весом трубопровода, Н/м;

J – осевой момент инерции сечения трубопровода на рассматриваемом участке, м⁴.

Продольное критическое усилие для прямолинейных участков в случае упругой связи с грунтом определяется по формуле:

$$N_{\text{кр}}^{(2)} = 2 \cdot \sqrt{k_0 \cdot D_{\text{н}} \cdot E \cdot J}, \text{ МН} [36]. \quad (29)$$

					Расчетная часть	Лист
						60
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

4. Площадь поперечного сечения трубы определяется по формуле:

$$F = \frac{\pi}{4} \cdot (D_H^2 - D_{BH}^2), \text{ см}^2 \quad [36], \quad (30)$$

$$F = \frac{\pi}{4} \cdot (53,0^2 - 51,4^2) = 131,1 \text{ см}^2.$$

5. Эквивалентное осевое усилие в сечении трубопровода:

$$S = 100 \cdot [(0,5 - 0,4) \cdot 102,8 + 0,000012 \cdot 66424 \cdot 44] \cdot 131,1 = 0,6 \text{ МН}.$$

6. Соппротивление грунта продольным перемещениям отрезка трубопровода единичной длины определяется по формуле:

$$p_0 = \pi \cdot D_H \cdot \tau_{пр}, \text{ Н/м} \quad [36], \quad (31)$$

где $\tau_{пр}$ – предельные касательные напряжения по контакту трубопровода с грунтом, Па.

7. Предельные касательные напряжения по контакту трубопровода с грунтом определяются по формуле:

$$\tau_{пр} = p_{гр} \cdot tg \varphi_{гр} + C_{гр}, \text{ Па} \quad [36], \quad (32)$$

где $p_{гр}$ – среднее удельное давление на единицу поверхности контакта трубопровода с грунтом, Па.

8. Среднее удельное давление на единицу поверхности контакта трубопровода с грунтом по формуле:

$$p_{гр} = \frac{2 \cdot n_{гр} \cdot \gamma_{гр} \cdot D_H \cdot \left[\left(h_0 + \frac{D_H}{2} \right) + \left(h_0 + \frac{D_H}{2} \right) \cdot tg^2 \left(45^\circ - \frac{\varphi_{гр}}{2} \right) \right] + q_{тр}}{\pi \cdot D_H}, \text{ Па} \quad [36], \quad (33)$$

где $n_{гр}$ – коэффициент надежности по нагрузке от давления (веса) грунта; $n_{гр} = 0,80$ [28], т.к. при расчете трубопроводов на продольную устойчивость и устойчивость положения, а также в других случаях, когда уменьшение нагрузки ухудшает условия работы конструкции, должны приниматься те значения коэффициентов надежности по нагрузке, которые указаны в скобках;

h_0 – высота слоя засыпки от верхней образующей трубопровода до дневной поверхности; при строительстве ПП методом ННБ высота от верхней образующей до линии предельного размыва дна русла $h_0 = 3$ м (ОТТ-16.01-60.30.00-КТН-002-1-05);

					Расчетная часть	Лист
						61
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$q_{тр}$ – нагрузка от собственного веса заизолированного трубопровода с перекачиваемым продуктом, Н/м.

9. Нагрузка от собственного веса заизолированного трубопровода с перекачиваемым продуктом определяется по формуле:

$$q_{тр} = q_m + q_{из} + q_{пр}, \text{ Н/м [36]}, \quad (34)$$

где q_m – расчетная нагрузка от собственного веса трубы, Н/м;

$q_{из}$ – расчетная нагрузка от веса изоляции трубопровода, Н/м;

$q_{пр}$ – расчетная нагрузка от веса продукта, которая учитывается при расчете нефтепроводов, если в процессе их эксплуатации невозможно опорожнение и замещение продукта воздухом, Н/м.

10. Расчетная нагрузка от собственного веса трубы определяется по формуле:

$$q_m = n_{с.в.} \cdot \rho_{ст} \cdot g \cdot F, \text{ Н/м [36]}, \quad (35)$$

где $n_{с.в.}$ – коэффициент надежности по нагрузке от действия собственного веса трубопровода и обустройств; $n_{с.в.} = 0,95$ [28];

$$q_m = 0,95 \cdot 7850 \cdot 9,81 \cdot 0,013 = 951 \text{ Н/м.}$$

11. Расчетная нагрузка от веса изоляции трубопровода определяется по формуле:

$$q_{из} = n_{с.в.} \cdot (q_{и.л.}^H + q_{об.}^H), \text{ Н/м [13]}, \quad (36)$$

где $q_{и.л.}^H$ – нормативное значение нагрузки от веса изоляционной ленты, Н/м;

$q_{об.}^H$ – нормативное значение нагрузки от веса обертки, Н/м.

12. Нормативные значения нагрузок от веса слоя изоляционной ленты «Бризол» и слоя обертки «Полилиен-ОБ» соответственно определяются по формулам:

$$q_{и.л.} = k_{из} \cdot \pi \cdot D_n \cdot \delta_{и.л.} \cdot \rho_{и.л.} \cdot g, \text{ Н/м [36]}, \quad (37)$$

$$q_{об.} = k_{из} \cdot \pi \cdot D_n \cdot \delta_{об.} \cdot \rho_{об.} \cdot g, \text{ Н/м [36]}, \quad (38)$$

где $k_{из}$ – коэффициент, учитывающий величину нахлёста при однослойной изоляции; $k_{из} = 1,09$ [37];

$\delta_{и.л.}$, $\delta_{об.}$ – толщины слоя изоляционной ленты и слоя обертки соответственно; $\delta_{и.л.} = 0,0015$ м [21], $\delta_{об.} = 0,000635$ м [21];

$\rho_{и.л.}$, $\rho_{об.}$ – плотности изоляционной ленты и обертки соответственно; $\rho_{и.л.} = 800$ кг/м³ [21], $\rho_{об.} = 1028$ кг/м³ [21];

$$q_{и.л.} = 1,09 \cdot \pi \cdot 0,530 \cdot 0,0015 \cdot 800 \cdot 9,81 = 21,35 \text{ Н/м [36];}$$

$$q_{об.} = 1,09 \cdot \pi \cdot 0,530 \cdot 0,000635 \cdot 1028 \cdot 9,81 = 11,62 \text{ Н/м [36].}$$

13. Расчетная нагрузка от веса изоляции трубопровода:

$$q_{из} = 0,95 \cdot (21,35 + 11,62) = 31,32 \text{ Н/м.}$$

14. Расчетная нагрузка от веса транспортируемой нефти определяется по формуле:

$$q_{пр} = 10^{-4} \cdot \rho_n \cdot g \cdot \frac{\pi \cdot D_{вн}^2}{4}, \text{ Н/м [28],} \quad (39)$$

$$q_{пр} = 10^{-4} \cdot 849 \cdot 9,81 \cdot \frac{\pi \cdot 0,514^2}{4} = 0,17 \text{ Н/м.}$$

15. Нагрузка от собственного веса заизолированного трубопровода с перекачиваемым продуктом:

$$q_{тр} = 951 + 31,32 + 0,17 = 982,49 \text{ Н/м.}$$

16. Среднее удельное давление на единицу поверхности контакта трубопровода с грунтом:

$$p_{гр} = \frac{2 \cdot 0,8 \cdot 27200 \cdot 0,530 \cdot \left[\left(3 + \frac{0,530}{2} \right) + \left(3 + \frac{0,530}{2} \right) \cdot tg^2 \left(45^\circ - \frac{18}{2} \right) \right] + 982,49}{\pi \cdot 0,530} = 64067,9 \text{ Па.}$$

17. Предельные касательные напряжения по контакту трубопровода с грунтом:

$$\tau_{пр} = 64067,9 \cdot tg 18^\circ + 20000 = 38613,4 \text{ Па.}$$

18. Сопротивление грунта продольным перемещениям отрезка трубопровода единичной длины:

$$p_0 = \pi \cdot 0,530 \cdot 38613,4 = 64260 \text{ Н/м.}$$

					Расчетная часть	Лист
						63
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

19. Сопротивление поперечным вертикальным перемещениям отрезка трубопровода единичной длины, обусловленное весом грунтовой засыпки и собственным весом трубопровода, определяется по формуле:

$$q_{\text{верт}} = n_{\text{гр}} \cdot \gamma_{\text{гр}} \cdot D_{\text{н}} \cdot \left(h_0 + \frac{D_{\text{н}}}{2} - \frac{\pi \cdot D_{\text{н}}}{8} \right) + q_{\text{тр}}, \text{ Н/м [13]}, \quad (40)$$

$$q_{\text{верт}} = 0,8 \cdot 27200 \cdot 0,530 \cdot \left(3 + \frac{0,530}{2} - \frac{\pi \cdot 0,530}{8} \right) + 982,49 \\ = 36237,97 \text{ Н/м.}$$

20. Осевой момент инерции сечения трубопровода на рассматриваемом участке определяется по формуле:

$$J = \frac{\pi}{64} \cdot (D_{\text{н}}^4 - D_{\text{вн}}^4), \text{ м}^4 \text{ [13]}, \quad (41)$$

$$J = \frac{\pi}{64} \cdot (0,530^4 - 0,514^4) = 0,0004 \text{ м}^4.$$

21. Продольное критическое усилие для прямолинейных участков в случае пластической связи трубы с грунтом:

$$N_{\text{кр}}^{(1)} = 4,09 \cdot \sqrt[11]{64260^2 \cdot 36237,97^4 \cdot 0,013^2 \cdot (33424 \cdot 10^6)^6 \cdot 0,0004^3} \\ = 93085896 \text{ Н} = 93 \text{ МН.}$$

22. Продольное критическое усилие для прямолинейных участков в случае упругой связи с грунтом:

$$N_{\text{кр}}^{(2)} = 2 \cdot \sqrt{25 \cdot 0,530 \cdot 66424 \cdot 0,0004} = 37,5 \text{ МН.}$$

Для проверки условия (4.26) принимается наименьшее продольное критическое усилие – в случае упругой связи с грунтом:

$$N_{\text{пр}} = N_{\text{кр}}^{(2)} = 37,5 \text{ МН.}$$

23. Для сохранения общей устойчивости трубопровода в продольном направлении в плоскости наименьшей жесткости необходимо:

$$0,6 \leq 0,6 \cdot 37,5;$$

$$0,6 \text{ МН} < 22,5 \text{ МН,}$$

следовательно, условие сохранения общей устойчивости выполняется.

					Расчетная часть	Лист
						64
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

24. Продольное критическое усилие для криволинейных участков трубопроводов, выполненных с упругим изгибом, определяется по формулам:

– в случае пластической связи с грунтом:

$$N_{кр}^{(3)} = \beta \cdot \sqrt[3]{q_{верт}^2 \cdot E \cdot J}, \text{ МН [36]}. \quad (42)$$

– в случае упругой связи с грунтом:

$$N_{кр}^{(4)} = 0,375 \cdot q_{верт} \cdot \rho_{min}, \text{ МН [36]}. \quad (43)$$

25. Коэффициент β находится по номограмме (рисунок 19) в зависимости от параметров θ_β и Z_β , которые определяются по формулам:

$$\theta_\beta = \frac{1}{\rho_{min} \cdot \sqrt[3]{\frac{q_{верт}}{E \cdot J}}} [36], \quad (44)$$

$$\theta_\beta = \frac{1}{600 \cdot \sqrt[3]{\frac{36237,97}{66424 \cdot 10^6 \cdot 0,0004}}} = 0,015;$$

$$Z_\beta = \frac{\sqrt{\frac{p_0 \cdot F}{q_{верт} \cdot J}}}{\sqrt[3]{\frac{q_{верт}}{E \cdot J}}} [36], \quad (45)$$

$$Z_\beta = \frac{\sqrt{\frac{64260 \cdot 0,013}{36237,97 \cdot 0,0004}}}{\sqrt[3]{\frac{36237,97}{66424 \cdot 10^6 \cdot 0,0004}}} = 68,5.$$

					Расчетная часть	Лист
						65
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

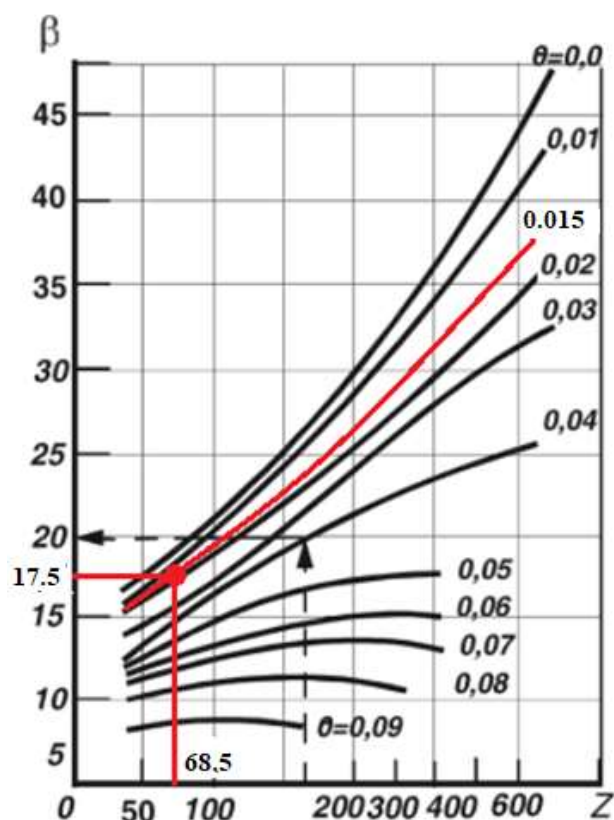


Рисунок 19 – Номограмма для определения коэффициента β при проверке устойчивости криволинейного трубопровода [36]

Согласно номограмме (рисунок 19) коэффициент $\beta = 17,5$.

26. Продольное критическое усилие для криволинейных участков трубопроводов, выполненных с упругим изгибом:

– в случае пластической связи с грунтом:

$$N_{кр}^{(3)} = 17,5 \cdot \sqrt[3]{36237,97^2 \cdot 66424 \cdot 10^6 \cdot 0,0004} = 5718414,37 \text{ Н} = 5,72 \text{ МН.}$$

– в случае упругой связи с грунтом:

$$N_{кр}^{(4)} = 0,375 \cdot 36237,97 \cdot 600 = 27000780 \text{ Н} = 8,15 \text{ МН.}$$

Для проверки условия (26) принимается наименьшее продольное критическое усилие – в случае пластической связи с грунтом:

$$N_{пр} = N_{кр}^{(3)} = 5,72 \text{ МН.}$$

27. Для сохранения общей устойчивости криволинейного трубопровода, выполненного с упругим изгибом, в продольном направлении необходимо:

$$0,6 \leq 0,6 \cdot 5,72;$$

$$0,6 \text{ МН} < 3,43 \text{ МН},$$

следовательно, условие сохранения общей устойчивости выполняется.

Выводы по расчетам надежности и прочности

1. Выбранный участок нефтепровода «Игольско-Таловое - Парабель» на 169-231 км трассы «Герасимовское – Лугинецкое» имеет предрасположенность к отказам из-за неблагоприятных условий местоположения: пучинистые грунты, заболоченность.
2. Произведен расчет НДС ПП участка 169-231 км трассы МН «Герасимовское – Лугинецкое», в результате которого определены допускаемые и фактические нагрузки.
3. На данный момент трасса 169-231 км «Герасимовское – Лугинецкое» удовлетворяет условиям прочности, что, в свою очередь, свидетельствует о высоком уровне надежности исследуемого участка.

					Расчетная часть	Лист
						67
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

2.7. Напряженно-деформированное состояние трубопровода

На трубопровод длиной 10м воздействуют:

Таблица 5 – Воздействие на трубопровод.

Воздействие	Направление	Значение
Снежный покров	Направление сверху-вниз, в расчете направлено вдоль оси оХ	2400 Па
Вес грунта	Направление сверху-вниз, в расчете направлено вдоль оси оХ	72080 Н
Удельный вес грунта		27200 Н/м ³
Рабочее давление	Направлено перпендикулярно всей внутренней поверхности трубопровода	3200000 Па

Для уточнения – снег и грунт прикладывают нагрузку только к верхней половине трубопровода, рабочее давление трубопровода прикладывает нагрузку ко всей внутренней поверхности трубопровода. Опорой является нижняя половина трубопровода.

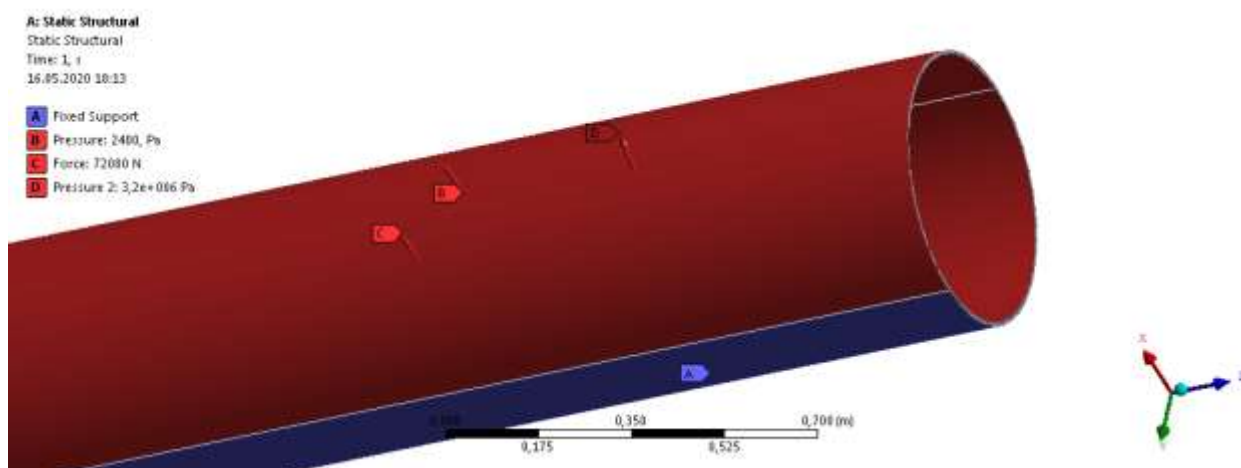


Рисунок 20 – Наложенные нагрузки.

Так как относительно других величин внутреннее давление имеет высокое значение, наличие в данной модели открытых торцов, ПО Ansys будет считать данную модель с открытыми торцами, что не соответствует действительности. Тогда для данного расчета проводится не для всей длины трубопровода анализ, а только на отдельном участке в середине трубопровода, например, длиной 2 метра. Таким образом будет смоделирована более точная картина восприятия реальности.

Уточнение: для расчета элементов большей длины не хватает мощности компьютера.

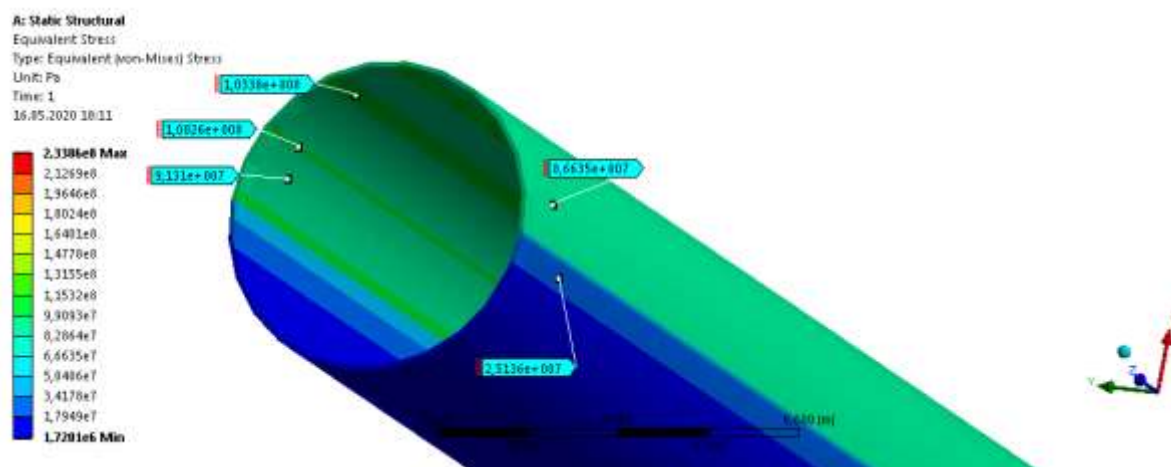


Рисунок 21 – Распределение полей эквивалентных напряжений для срединного участка трубопровода.

Согласно картине напряжений (рисунок 21), наибольшее влияние на трубопровод в данном случае оказывает давление в самом трубопроводе. Однако наибольшие напряжения равны примерно 103 МПа, что меньше предела текучести для данной стали. Коэффициент запаса равен примерно 3,7 (385 МПа/103 МПа = 3,737). Распределение нагрузок предсказуемое – самые большие нагрузки в самой верхней части трубопровода и чем ниже точка трубопровода рассматривается, тем меньше на нее нагрузка. И хотя на внутренней стороне наблюдаются полосы по-разному распределенной нагрузкой, общая тенденция не меняется.

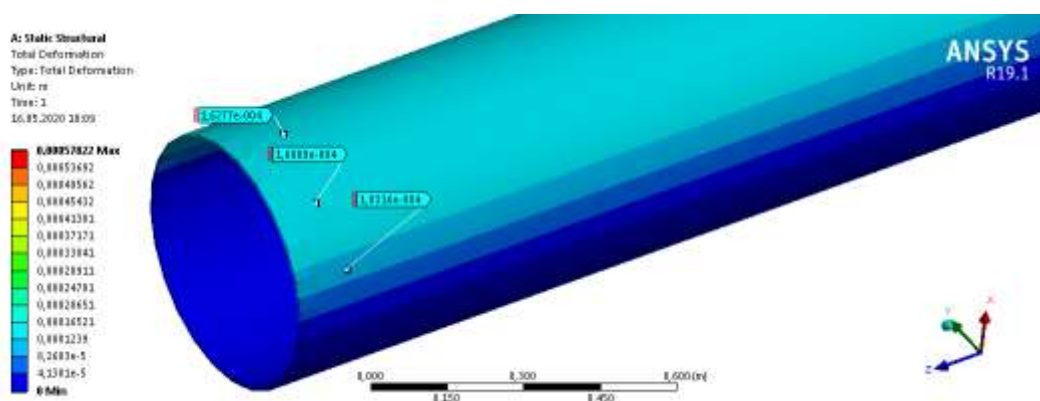


Рисунок 22 – Общие перемещения для срединного участка трубопровода.

Согласно картине перемещений (рисунок 22), ситуация такая же, как и с напряжениями – чем выше рассматриваемая точка, тем больше перемещения. Однако при уменьшении нагрузок, форма трубопровода вернется в исходную, поскольку предел текучести не превышен.

Outline of Schematic A2: Engineering Data				
	A	B	C	D
1	Contents of Engineering Data		Source	Description
2	Material			
3	17T1C		General_Materials.xml	Fatigue Data at zero mean stress comes from 1998 ASME BPV Code, Section 8, Div 2, Table 5-110.1
4	Soil		GeoMechanical_Materials.xml	"Critical State Soil Mechanics", Schofield, A. N., Wroth, C. P., 1968, McGraw-Hill

Properties of Outline Row 4: Soil				
	A	B	C	D
1	Property	Value	Unit	
2	Cam-Clay			
3	Plastic Slope Parameter	0,014		
4	Slope of Critical State Line	1,24		
5	Initial Size of Yield Surface	2,4132E+05	Pa	
6	Minimum Size of Yield Surface	2413,2	Pa	
7	Dry Part of Yield Surface Modifier	1		
8	Wetting Part of Yield Surface Modifier	1		
9	Anisotropic Yield Surface Parameter	1		
10	Porous Elasticity			
11	Swell Index	0,0024		
12	Elastic Limit of Tensile Strength	34474	Pa	
13	Poisson's Ratio	0,279		
14	Initial Void Ratio	0,3		

Рисунок 23 – В качестве грунта в модели используется материал Soil из библиотеки ANSYS.

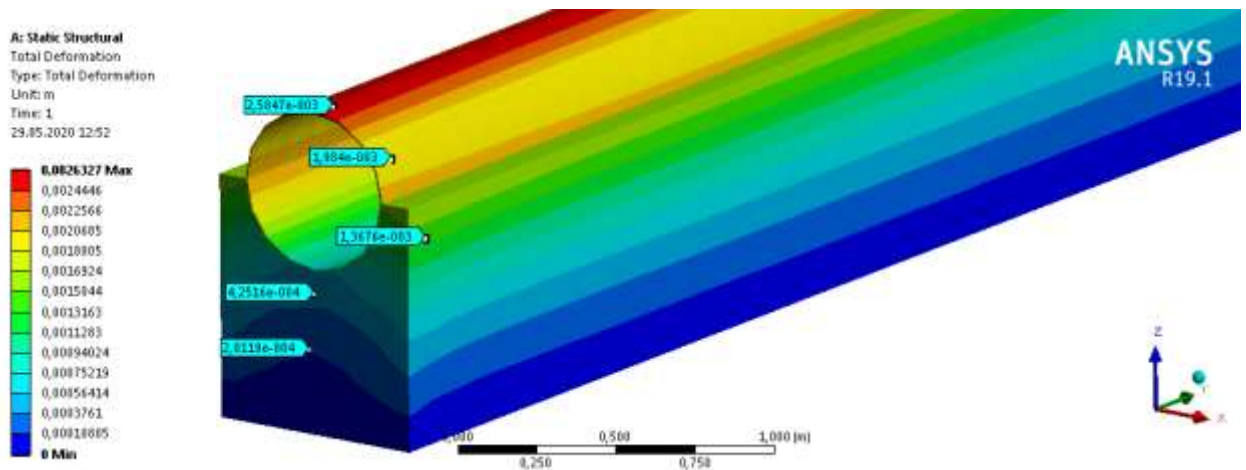


Рисунок 24 – Общие перемещения для срединного участка трубопровода.

На рисунке отмечены перемещения определенных точек в построенной модели относительно их начального положения. К примеру, точка в верхней образующей трубопровода переместилась примерно на 2,6 мм, относительно

положения в пространстве до приложения нагрузок. В качестве вывода можно сказать, что трубопровод слабо заглубляется в грунт и по большей части возвратимо деформируется сам трубопровод.

Вывод при расчете НДС Ansys:

Деформации трубопровода не происходит, так как не превышена нагрузка максимального значения. Соответственно, при уменьшении нагрузки нефтепровод вернется в исходное состояние без повреждения.

2.8. Исследование нефтепровода программным обеспечением «Старт-Проф»

В разных организациях нефтегазовой отрасли проверяют всевозможными программными обеспечениями трубопровод на прочность. Моделируют нефтепровод/газопровод, задают параметры и производят расчет на прочность. В данном исследовании была использована демо-версия программы «Старт-Проф».

Смоделирована схема расчета нефтепровода на рисунке 20. Производился расчет заданного нефтепровода «Герасимовское-Лугинецкое» на расстоянии 1 км. Так как программа, которая делала проверку, в режиме демонстративной версии, многие расчеты не предоставляют возможности для проведения анализа.



Рисунок 25 – Нефтепровод. Схема расчета.

					Расчетная часть	Лист
						71
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

При сопоставлении всех полученных при технологических расчетах данных, получаем следующий итог:

Диаметр наружный, D	530	мм
Толщина стенки трубы, S	8	мм
Наружный диаметр кожуха, Dc	710	мм
Толщина кожуха	9	мм
Температура монтажа	-20	°C
Расчетная температура	44	°C
Вес трубы	0.103	тс/м
Вес продукта	0.1767	тс/м
Вес изоляции	0.027	тс/м
Расчетное давление	32	кгс/кв.см
Марка стали	17г1с	

Грунт	
Шифр грунта засыпки	03
Шифр грунта основания	03
Тип изоляции	Пенополиуретан
Наличие подушек	Нет

Результат	
<input checked="" type="checkbox"/> Глубина заложения, Z	1.86 м
УСЛОВИЯ ПРОЧНОСТИ ВЫПОЛНЕНЫ Касательные напряжения, кгс/кв.см в попереч. направлении 0.45 допустимое 0.65 в прод. направлении 0.13 допустимое 0.40	

Рисунок 26 – Выполнения условий на прочность нефтепровода. Расчет максимальной глубины заложения трубопровода из условия прочности пенополиуретановой изоляции.

Как видим, условия прочности выполнены, так как не превышаются допустимые значения. Следовательно, нефтепровод полностью подходит для безопасной и надежной эксплуатации.

Социальная ответственность

В Сибири подземный трубопровод в зимнее время взаимодействует с мёрзлым грунтом в процессе транспортировки нефти и газа. Это сказывается на качестве и безопасности трубопровода, так как разница температур трубопровода с продуктом и грунтом провоцирует просадку и вспучивание грунта, соответственно, и трубы.

Около 35% трубопроводы не соответствуют нынешним требованиям, поэтому они требуют реконструкции и капитального ремонта.

В процессе эксплуатации, ремонта или реконструкции нефтепровода, опасные и вредные факторы присутствуют на всём протяжении этого времени. При правильном оценивании производственных факторов, социальная ответственность организует безопасную жизнедеятельность работникам. Факторами служат производственная среда, умственная и физическая нагрузка, нервное напряжение, эмоциональное напряжение, климат и сочетание причин. Всё это может послужить серьезным изменениям в организме человека.

Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности Специальные правовые нормы трудового законодательства

При строительстве и техническом обслуживании в районах Крайнего Севера, рабочие имеют дополнительные льготы, которые отражены в законе «О государственных гарантиях и компенсациях для лиц, работающих и проживающих в районах Крайнего Севера и приравненных к ним местностях» [49].

Также запрещено проводить работы без оформления всех необходимых разрешительных документов. Организационно-технические мероприятия по обеспечению безопасного производства огневых, газоопасных работ и работ

					Исследование влияния талых вод на проектное пространственное положение трубопровода в процессе эксплуатации				
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					
Разраб.		Тимофеева Л.А.			Социальная ответственность	Лит.		Лист	Листов
Руковод.		Бурков П.В.						73	115
Консульт.		Черемискина М.С.				НИ ТПУ гр.2БМ81			
Рук-ль ООП		Шадрина А.В.							

повышенной опасности должны включать разработку инструкций по охране труда на каждый вид проводимых работ.

Работникам, выполняющие работы по замене дефектных участков трубопровода, необходимо выдать спецобувь, спецодежду и другие защитные средства, согласно «Типовым нормам бесплатной выдачи специальной одежды, специальной обуви и других средств индивидуальной защиты работникам», имеющих соответствующие сертификаты соответствия. [41]

Единовременная компенсационная выплата назначается также работнику, если он получил профессиональное заболевание или пострадал из-за несчастного случая на производстве.

Организация производства обязана направлять на лечение согласно медицинским показаниям работающих инвалидов, получивших трудовое увечье во время работы.

Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны

Производство земляных работ по вскрытию нефтепровода должно выполняться по нарядам-допускам и требованиям, указанным в ППР.

Разработка котлована должна осуществляться экскаватором. Для предотвращения повреждения нефтепровода ковшом экскаватора минимальное расстояние между образующей нефтепровода и ковшом экскаватора должно быть не менее 0,2 м.

Размеры ремонтного котлована должны обеспечивать проведение работ по врезке деталей.

Длина котлована L , м, определяется по формуле: [42]

$$L=l+2$$

где l - длина заменяемого участка нефтепровода (м), но не менее значений, для установки герметизаторов «Кайман» и ГРК, ПЗУ (длина вырезаемой «катушки» должна быть не менее $1,5D$, где D – наружный диаметр ремонтируемого нефтепровода). При этом расстояние от конца заменяемого

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		74

участка до прилегающей торцевой стенки котлована должно быть не менее 1 м.

Не менее 0,6 м должно быть расстояние от дна котлована до нижней образующей трубопровода. Для предотвращения обвала грунта в котлован отвал необходимо располагать на расстоянии не менее одного метра. Для возможности быстрого спуска и выхода рабочих, котлован оснащается двумя инвентарными приставными лестницами на каждую сторону торца котлована, длиной не менее 1,25 глубины котлована и шириной от 75 см. Для работы в ночное время в котловане необходимо использовать светильники во взрывозащищенном исполнении.

Производственная безопасность

Ниже представлены основные элементы производственного процесса с опасными и вредными факторами.

Таблица 6 - Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы.

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Этапы работ			Нормативные документы
	Электромонтажные работы	Слесарные работы	Сварочно-монтажные работы	
1.Отклонение показателей микроклимата в рабочей зоне	+	+	+	СанПиН 2.2.4.3359-16 [41] ГОСТ 12.1.019-79 [42]
2.Поражение электрическим током. Электрическая дуга и металлические искры при сварке	+		+	ГОСТ 12.1.038-82 [43] ГОСТ 12.4.011-89 [42]
3. Работа с токсичными и вредными веществами	+		+	ГОСТ 12.1.005-88 [45]
4. Оборудование и трубопроводы, работающие под давлением		+		ГОСТ 12.2.003-91 [52]

Продолжение таблицы 6.

5.Повышенный уровень шума	+	+	+	СНиП II-12-77 ГОСТ 12.1.029-80 [42]
6. Пожаробезопасность	+	+	+	ГОСТ 12.1.004-91 [45] ГОСТ 12.1.005-88 [41]
7.Недостаточная освещенность рабочей зоны	+		+	СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278-03 [50]

Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению

Повышенная и пониженная температура воздуха рабочей зоны

Микроклимат влияет на трудоспособность и общее состояние работника. К показателям, характеризующим микроклимат относят: температуру воздуха, относительную влажность, скорость движения воздуха, тепловое излучение. Существуют оптимальные и допустимые показатели температур, влажности, скорости воздуха. В кабинах управления технологическими процессами оптимальная температура 22-24 °С. Так как эксплуатация и строительство нефтепровода выполняются на открытой местности, то на рабочих оказывает действие атмосферных осадков, сильный ветер, повышенная и пониженная температура воздуха от - 50°С до + 40°С, в зависимости от времени года и географического расположения объекта.

При данных условиях у человека увеличивается теплоотдача и есть вероятность переохлаждения. Профилактика перегревания и переохлаждения должна осуществляться организацией отдыха и рационального режима труда сокращением рабочего времени для перерывов с отдыхом в зоне с нормальным микроклиматом. Трудящимся на открытом воздухе необходимо предоставлять перерывы для обогрева в специально отведенных помещениях, оборудованных в соответствии с санитарными нормами и правилами. Количество и продолжительность перерывов указываются в трудовом расписании. Для предотвращения воздействия метеорологических условий для

					Социальная ответственность	Лист
						76
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

рабочих предусматривается специальная одежда, головные уборы и средства индивидуальной защиты.

Повышенный уровень шума на рабочем месте

Воздействие шума на человеческий организм определяется влиянием на слуховой аппарат и многие другие органы, включая нервную систему. Большое количество шума появляется от работающей техники (бульдозеры, автокраны и т.д.), также от различного оборудования: сварочные и насосные аппараты, передвижные генераторные установки.

Громкость ниже 80 дБА не влияет на органы слуха при физической работе, связанной с точностью, сосредоточенностью или периодическими слуховыми контролями. Но при длительном воздействии шума выше 80 дБа происходит постоянное повышение порога слуха и кровяного давления [43].

Основные методы борьбы с шумом:

- снижение уровня шума в источнике возникновения;
- снижение шума на пути распространения звука;
- разумное размещение оборудования;
- использование средства индивидуальной защиты;
- соблюдения режима труда и отдыха [44]

Утечка токсичных и вредных веществ в атмосферу

Токсичные и вредные вещества, загрязняющие атмосферу: природный газ, растворитель, герметик и композитный состав. Углеводородные пары, содержащиеся в растворителе и нефти, могут быть опасны для здоровья; следует избегать соприкосновения с кожей. Смола, входящая в композитный состав и герметик, а также пары растворителя и природного газа токсичны и вызывают раздражение слизистых оболочек, а также кожи лица и рук, кашель, головокружение, а в некоторых случаях аллергическую реакцию и образование ожогов на коже. Предельно – допустимая концентрация паров нефти и газов в рабочей зоне не должна превышать по санитарным нормам 300

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		77

мг/м³, при проведении газоопасных работ, при условии защиты органов дыхания, не должно превышать допустимую концентрацию газа в воздухе рабочей зоны, в газопроводе при выполнении газоопасных работ – не более 20 % от нижнего концентрационного предела распространения пламени [45].

Недостаточная освещенность рабочей зоны

При выполнении работ в ночное и сумеречное время предусматривается рабочее освещение для всех производственных площадок, и осуществляется общим (равномерным или локализованным) и комбинированным (общее + местное) освещением.

Подходы и проезды к строительной площадке, рабочие места, участки проведения работ в темное время суток должны быть достаточно освещены:

- при производстве земляных работ, производимых сухим способом землеройными и другими механизмами, наименьшая вертикальная освещенность по всей высоте забоя и по всей высоте разгрузки (со стороны машиниста) должна составлять 10 лк;
- при сборке и монтаже строительных грузоподъемных механизмов – 50 лк;
- при разработке грунта бульдозерами, скреперами, катками и др. – 10 лк;
- в местах разгрузки, погрузки и складирования заготовленной арматуры при проведении бетонных и железобетонных работ – 2 лк;
- при работе стационарных сварочных аппаратов, механических ножниц, гибочных станков для заготовки арматуры – 50 лк; – подходы к рабочим местам – 5 лк [43].

Осветительные приборы должны быть без слепящего действия на работающих, освещенность должна быть равномерной. При необходимости и при проведении взрывоопасных работ осветительные приборы должны изготавливаться во взрывозащищенном исполнении. Для освещения мест производства наружных строительных и монтажных работ применяются лампы накаливания общего назначения, лампы накаливания прожекторные,

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		78

лампы накаливания галогенные, лампы ртутные газоразрядные высокого давления, лампы ксеноновые, лампы натриевые высокого давления. При проведении сварочно-монтажных работ на рабочих местах в темное время суток необходимо применять стационарные светильники напряжением 220В во взрывозащищенном исполнении, подвешенные на высоте не менее 2,5 м. Напряжение переносных светильников не должно превышать 12В [41].

Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению

Расположение рабочего места на значительной высоте относительно поверхности земли (пола)

Работами на высоте считаются все работы, выполняемые на высоте более 1,8 м от поверхности грунта или настила [45]. При прокладке трубопровода раскапывается траншея. Существует риск с получением производственного травматизма в результате падения с высоты.

К средствам индивидуальной защиты от падения с высоты работников относятся: канаты страховочные и предохранительные пояса. На всех предохранительных поясах должна быть бирка с датой следующего испытания и инвентарным номером.

Для защиты головы все работники, находящиеся в рабочей зоне, при выполнении работ должны быть обеспечены касками.

Приставные лестницы по конструкции должны соответствовать требованиям и быть оборудованы несколькими опорами.

Не допускается разработка ремонтного котлована без откосов. Откосы разрабатываются в зависимости от типа грунта и глубины траншеи.

Электрический ток

Электрический привод насосного оборудования электрооборудование очистных установок, генераторы, сварочные аппараты – всё это источники электрического тока, которые создают опасность поражения током.

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		79

Электрический ток может оказывать воздействия на организм человека:

- Термическое действие тока: На теле появляются ожоги разных форм, происходит нарушение функциональности внутренних органов и перегревание кровеносных сосудов.
- Электролитическое действие тока: Происходит расщепление крови и другой органической жидкости в тканях организма, что в свою очередь вызывает существенные изменения ее физико-химического состава.
- Биологическое действие тока: Нарушается нормальная работа мышечной системы. Появляются непроизвольные судорожные сокращения мышц, данное влияние опасно для органов дыхания и кровообращения, таких как легкие и сердце, оно может привести к нарушению их нормальной работы, в том числе и к полному прекращению их функциональности.

Все применяемые электроинструменты и электрооборудование должны быть заземлены.

Электробезопасность труда и оборудования регламентируется ГОСТ Р 12.1.019-2009 [43].

Электрическая дуга и металлические искры при сварке

Во время сварочно-монтажных работ возможны брызги металла, поражения электрическим током. При производстве процесса сварки существуют опасные факторы, которые воздействуют на сварщика: поражение глаз и открытой поверхности кожи лучами сварочной дуги; поражение электрическим током, при прикосновении человека к токовыводящим частям электрической цепи; взрыв в результате проведения сварки вблизи взрывоопасных и легковоспламеняющихся веществ; ожоги от брызг металла при резке и сварке металла; травмы механического характера при подготовке и в процессе монтажа ремонтных конструкций промышленного газопровода.

Электросварщики допускаются к выполнению работы в случае прошедших установленную аттестацию и имеющие соответствующие разрешающие

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		80

удостоверения. Огневые, газоопасные и другие работы повышенной опасности выполняются только с оформлением наряда-допуска.

Сварщик обязан носить специальную обувь и спецодежду, а лицо и глаза закрывать специальным щитком или маской со светофильтром.

Электросварщику необходимо работать в диэлектрических перчатках на резиновом коврике. На рабочем месте должны быть индивидуальные средства пожаротушения и индивидуальные аптечки. Для тушения электроустановок необходимо применять углекислотные огнетушители [42].

Пожаровзрывобезопасность

Источниками возникновения пожара могут быть устройства электропитания, где в результате различных нарушений образуются перегретые элементы, электрические искры и дуги, способные вызвать загорания горючих материалов, короткие замыкания, перегрузки. Источники взрыва – газовые баллоны, трубопровод под давлением.

Результатам негативного воздействия пожара и взрыва на организм человека являются ожоги различной степени тяжести, повреждения и возможен летальный исход. Предельно – допустимая концентрация паров газов в рабочей зоне не должна превышать по санитарным нормам 300 мг/м^3 , при проведении газоопасных работ, при условии защиты органов дыхания, не должно превышать допустимую концентрацию газа в воздухе рабочей зоны, в газопроводе при выполнении газоопасных работ – не более 20 % от нижнего концентрационного предела распространения пламени [45].

К средствам тушения пожара, предназначенных для локализации небольших загораний, относятся пожарные стволы, огнетушители, сухой песок, асбестовые одеяла, вода и т. п. Для предотвращения взрыва необходимо осуществлять постоянный контроль давления по манометрам в трубопроводе.

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		81

Экологическая безопасность

Подземные нефтепроводы, проложенные на участках ремонта нефтепроводов проложенных на участках многолетнемерзлых грунтов многолетнемерзлых грунтов, как и другие сооружения, создаваемые человеком, оказывают определенное влияние на окружающую среду в течение всего их жизненного цикла.

Любые действия с нефтепроводом должны выполняться в соответствии с требованиями руководящих документов и законов в части охраны окружающей среды с сохранением ее устойчивого экологического равновесия.

Анализ влияния на окружающую среду

Воздействие на атмосферу

В атмосферу попадают пары углеводородов при ремонте или технологическом обслуживании нефтепровода, а также при нарушениях работы оборудования и повреждении трубы, что приводит к повышению давления в системе выше допустимых пределов. Для предотвращения выброса, часть газа сбрасывают в атмосферу через свечу предохранительного клапана, испарения части одоранта во время его перемещении из емкости, транспортируемый в емкость хранения.

Мероприятия по защите:

1. Своевременно диагностировать и устранять утечку.
2. Проверка на герметичность и прочность.
3. Соблюдение согласованных технологических режимов работы оборудования.
4. Использование системы загазованности.
5. Использование газоанализаторов для определения количества метана в воздухе.

Воздействие на гидросферу

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		82

В процессе эксплуатации нефтепровода многие вещества, например, как метанол, одорант, нефть, нефтепродукт, масла, причиняет ущерб гидросфере, попадая в сточные воды. Причин может быть много: ремонт или реконструкция, повреждение трубопровода или оборудования, износ, авария.

Для защиты гидросферы следует соблюдать определенные требования и прибегать к превентивным мерам:

1. Исключение появления источников утечки вредных веществ (соблюдение правил эксплуатации, противокоррозионная защита, своевременная замена уплотнений оборудования и запорной арматуры).

2. Своевременная уборка отходов в специально отведенные места с дальнейшей транспортировкой до мест переработки.

Для восстановления существовавшей до начала выполнения строительства и проведения ремонтных работ системы местного водостока, следует обеспечить расчистку ложбин временного стока, русел водотоков от грунта, попадавшего в них во время проведения земляных работ. Запрещается сталкивать грунт в русло реки при планировке береговых откосов.

При оборудовании временного городка и оснащении участков работ следует предусматривать специальные зоны для заправки, технического обслуживания, ремонта машин и механизмов, а также оснащать их емкостями для сбора отработанных горюче-смазочных материалов и инвентарными контейнерами для строительных и бытовых отходов. Необходимо исключить попадание неочищенных стоков в водоемы.

Воздействие на литосферу

При выполнении технологического обслуживания и ремонтных работ возможно попадание на почву загрязняющих веществ с работающей техники и оборудования. На всех этапах строительства и эксплуатации промышленного газонефтепровода необходимо выполнять мероприятия, которые предотвращают следующие процессы:

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		83

- появление неблагоприятных эрозионных процессов;
- загрязнение территории различными отходами;
- загорание торфяников и естественной растительности.

Подъездные пути и временные автомобильные дороги необходимо устраивать с учетом требований для предотвращения повреждений древеснокустарниковой растительности и сельскохозяйственных угодий. Все ремонтные работы должны проводиться исключительно в пределах отведенной полосы для уменьшения ущерба, наносимого окружающей природной среде.

По окончании всех работ необходимо полностью вывезти производственные отходы (металлолом, изоляционные материалы и т. д.) и восстановить нарушенный рельеф местности.

Природовосстановительные мероприятия считаются завершенными, если отсутствуют места, загрязненные горюче-смазочными, бытовыми и строительными отходами. На всех участках восстановлен растительный слой. Рекультивации подлежат нарушенные земли, передаваемые во временное пользование на период производства работ по строительству и ремонту газопровода.

На период проведения строительных работ и ремонта промышленного газопровода, проезд к дефектным участкам предусматривается по временным подъездным дорогам с устройством переездов в местах пересечения действующих подземных газопроводов.

Во время ремонта предусматривается котлован, который, в свою очередь, влияет негативно на окружающую среду:

- снятие плодородного слоя;
- вырезка кустарников;
- эрозия;
- попадание нефти в грунт.

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		84

Однако ремонтный котлован и способ его разработки не учитывают необходимость сохранения экологической чистоты при проведении ремонтных работ, что наносит существенный вред окружающей среде, что особенно важно при проведении работ в северных регионах, где природные процессы восстановления окружающей среды резко замедленны.

Задачей, на решение которой направлено настоящее изобретение, является устранение выше изложенных недостатков.

Технический результат заключается в том, что достигается возможность упрощения проведения работ путем максимального сокращения ручного труда при минимальном воздействии на окружающую среду.

Воздействие на селитебную зону

Нефтепродуктопроводы должны располагаться на достаточном для обеспечения безопасности населения и невозможности проникновения на объект расстоянии от жилых зон.

Для этого применяют следующие меры:

1. Трассы трубопроводов следует прокладывать, как правило, вне зоны селитебной территории городов и других населенных пунктов, преимущественно в пределах промышленных, коммунально-складских и санитарно-защитных зон предприятий и по другим территориям, свободным от жилой застройки.
2. В зоне селитебной территории поселения допускается прокладка трубопроводов при условии, что рабочее давление не должно превышать 1,2 Мпа, а участок трубопровода следует укладывать в защитном кожухе.
3. Территория огораживается по периметру.
4. Устанавливаются специальные информационные и запрещающие знаки.

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		85

Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Под чрезвычайной ситуацией (ЧС) понимается обстановка в определенной территории, сложившаяся в результате аварии, опасного природного явления, катастрофы, стихийного или иного бедствия, которые могут повлечь или повлекли за собой человеческие жертвы, ущерб здоровью людей или окружающей среде, значительные материальные потери и нарушения условий жизнедеятельности людей.

При проведении строительных работ и работ по газонефтепроводу могут произойти различные чрезвычайные ситуации:

- взрыв или возгорание газовой смеси;
- разрушение газонефтепровода;

В связи с этим, инженерно-технический персонал и рабочие проходят обучение по своей специальности и правилам техники безопасности. Проверку знаний оформляют соответствующими документами согласно действующим отраслевым положениям о порядке проверки знаний норм, инструкций и правил, по охране труда. Вновь поступающие на работу допускаются к выполнению своих обязанностей после прохождения ими вводного инструктажа по технике безопасности и охране труда непосредственно на рабочем месте.

Обоснование мероприятий по предотвращению ЧС и разработка порядка действия в случае возникновения ЧС

Одной из наиболее частых аварий при работе с горючими газами и легковоспламеняющимися жидкостями являются взрывы. При взрыве выделяют зоны полных, сильных, средних и слабых разрушений, которые соответствуют величине избыточного давления ударной волны 50, 30, 20 и 10 кПа соответственно (рисунок 27).

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		86

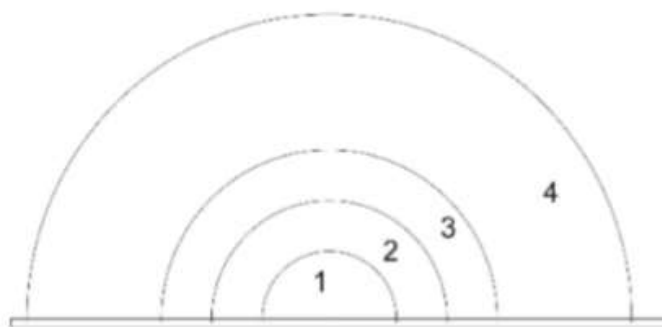


Рисунок 27 – Схема взрыва: 1 – зона полных разрушений; 2 – зона сильных разрушений; 3 – зона средних разрушений; 4 – зона слабых разрушений

Для обеспечения пожаровзрывобезопасности производств в Федеральном законе от 22.07.2008 № 123-ФЗ [48] был введён новый критерий – ПДВК (предельно допустимая взрывобезопасная концентрация), обеспечивающий на каждом рабочем месте безопасность 10^{-6} .

$$\text{ПДВК} = \frac{C_n t}{K''_{\text{б.э.}}}$$

$K''_{\text{б.э.}}$ - коэффициент безопасности к нижнему концентрационному пределу воспламенения.

C_n - нижний концентрационный предел воспламенения газа или пара в воздухе при атмосферном давлении и температуре 25°C, % об; t – температура пара или газа, °C

Взрыв от горения отличается ещё большей скоростью распространения огня. Так, скорость распространения пламени во взрывчатой смеси, находящейся в закрытой трубе, 2000–3000 м/с. Сгорание смеси с такой скоростью называется детонацией. Возникновение детонации объясняется сжатием, нагревом и движением несгоревшей смеси перед фронтом пламени, что приводит к ускорению распространения пламени и возникновению в смеси ударной волны. Образующиеся при взрыве газовойздушной смеси воздушные ударные волны обладают большим запасом энергии и распространяются на значительные расстояния. Оценка опасности воздушных ударных волн для людей и различных сооружений производится по двум основным параметрам

– давлению во фронте ударной волны и сжатию. Под фазой сжатия понимается время действия избыточного давления в волне.

При ведении взрывных работ колебания грунта могут быть опасными для зданий и сооружений, а взрывная волна – опасной для человека и оконного остекления зданий.

Руководителем проведения работ определяются средства индивидуальной защиты для каждого из членов рабочего персонала (противогазы, спасательные пояса и т.д.). На него возлагается ответственность по обеспечению средствами пожаротушения (огнетушителем, ящиком с песком и лопатой, ведром с водой) места работ, а также по назначению ответственного за непрерывный контроль параметров газовой среды, что отражается в виде подписи руководителя объекта в наряде-допуске.

Разрушение или разрыв трубопровода сопровождается резким хлопком, напоминающим взрыв с последующим сильным шумом, выбросом фунта, кусков металла в радиусе до 250 - 300 метров. Как правило происходит с возгоранием потока газа и нефти. Зона термического воздействия при горении составляет 300 метров и представляет наибольшую опасность для людей, объектов и сооружений.

При разрыве без возгорания опасность представляет взрывная волна и возможность возгорания (взрыва) потока газа и нефти в любой момент. Поэтому категорически запрещается приближаться к месту разрыва трубопровода до полного прекращения выхода газа и нефти ближе 500 метров.

При значительном расстоянии от места аварии разрыв трубопровода определяется по резкому и прогрессирующему падению давления в нефтепроводе с обеих сторон от места разрыва.

Обнаруживший аварию должен немедленно сообщить о ней начальнику смены нефтегазового промысла и принять меры к локализации аварии.

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		88

До подъезда аварийно-ремонтной бригады к месту аварии для взятия проб воздуха и выяснения обстановки пешком должна направляться бригада из трех человек. Транспорт движется вслед за бригадой с интервалом не менее 100 м. Продвижение возможно до тех пор, пока бригада не обнаружит в воздухе углеводородные пары, содержание которых превышает 20% от нижнего предела взрываемости.

После этого средства транспорта должны быть остановлены (по сигналу старшего бригады). Если ветер от загазованной зоны направлен в сторону транспортных средств, они должны быть отведены назад.

Бригада путем замеров должна определить границы загазованной зоны и установить на ней соответствующие знаки.

После определения характера аварии и принятия решения о способе её ликвидации работы продолжают в соответствии с существующим планом ликвидации аварий и конкретно сложившейся обстановкой.

При строительстве и производстве технологического обслуживания на нефтепроводах нужно строго соблюдать правила техники безопасности, руководствуясь нормативными документами. Все производственные инструкции предусматривают разделы по технике безопасности, которые составлены в соответствии с требованиями действующих правил для каждого конкретного условия с учетом специфики проводимых работ. С данными инструкциями знакомят технический и рабочих персонал, с выдачей на руки инструкций по профессиям.

Вскрытие трубопровода производят экскаватором в соответствии с проектной документацией с соблюдением следующих условий безопасности:

- для исключения повреждений трубопровода минимальное расстояние между ковшом работающего экскаватора и стенкой трубы должно быть в пределах от 150 до 200 мм [46];

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		89

- запрещается нахождение людей и проведение других работ в зоне действия рабочего органа экскаватора.

Для предупреждения появления ЧС огневые работы на трубопроводе следует производить в соответствии с требованиями п. 8 РД 39-00147105-015-98.

Для каждого из участков трассы необходима разработка планов ликвидации возможных аварий, определяющие порядок и обязанности действия персонала аварийных служб и ответственных должностных лиц. Эти планы позволяют более организованно и оперативно принять экстренные меры по восстановлению нефтепровода, защите окружающей среды, обеспечению безопасности близко расположенных объектов народного хозяйства и тем самым значительно уменьшить последствия и сократить ущерб возможных аварий [47].

Планы ликвидации возможных аварий разрабатываются и рассматриваются специальной комиссией, включающую старшего диспетчера, начальника отдела эксплуатации, главного энергетика, главного механика, инженера по технике безопасности, начальника пожарной части, начальника аварийной восстановительной службы, подписываются членами комиссии и утверждаются главным инженером РНУ.

Планы ликвидации возможных аварий должны разрабатываться в соответствии с наличием кадров и фактическим состоянием аварийной техники, линейной части нефтепровода, подъездных путей. В случае изменения фактического состояния подъездных путей, аварийной техники, наличия кадров и т. д. в план в течение месяца должны быть внесены соответствующие дополнения и изменения.

					Социальная ответственность	Лист
						90
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Заключение

В разделе «Социальная ответственность» представлены одни из основных понятий вредных и опасных факторов, которые, в свою очередь, влияют на состояние здоровья сотрудников при строительстве и эксплуатации нефтепровода. Также в этом разделе представлены рекомендации и обязательные меры для безопасной работы людей на нефтепродуктопроводе. При ЧС сформированы мероприятия по уменьшению возникновения ЧС и повышения устойчивости объекта. Выявлены типовые ЧС и разработан план ликвидации аварии. Для рабочего персонала предусмотрены средства индивидуальной защиты для взаимодействия с трубопроводом и проведением какой-либо работы, руководствуясь правилам безопасности во время обслуживания.

					Социальная ответственность	Лист
						91
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

В местах нахождения многолетнемерзлых грунтов необходимо закрепление нефтепровода на проектных отметках и устранение угрозы всплытия на обводненных участках согласно требованиям ГОСТ Р 55990-2014 «Месторождения нефтяные и газонефтяные. Промысловые трубопроводы. Нормы проектирования», ВСН 007-88 «Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Конструкция и балластировка» предусмотрен способ балластировки текстильными контейнерами типа КТ.

В данной части «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение» рассчитаны затраты на проведение балластировки 1 км промыслового нефтепровода.

Расчет времени на проведение мероприятия

В балластировку нефтепроводов текстильными контейнерами типа КТ входят следующие виды работ:

- доставка;
- разгрузка утяжелителей;
- раскладка утяжелителей в местах, предусмотренных проектом;
- подача утяжелителей к месту монтажа;
- сборка и установка комплектов утяжелителей.

Итак, вычислим время для балластировки нефтепровода утяжелителями типа КТ-200.

Время на проведение мероприятия при балластировке утяжелителями типа УТК представлено в таблице 7 согласно СП 107-34-96.

					Исследование влияния талых вод на проектное пространственное положение трубопровода в процессе эксплуатации		
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
Разраб.		Тимофеева Л.А.			Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лит.	Лист
Руковод.		Бурков П.В.					92
Консульт.		Романюк В.Б.					Листов
Рук-ль ООП		Шадрина А.В.					115
					НИ ТПУ зр.25М81		

Таблица 7 – Время на проведение балластировки трубопровода на 1 км.

Вид работ	Общее время, ч
Привоз УТК на место проведения работ	11
Выгрузка	7
Установка трапа и переходного мостика	6
Заполнение контейнеров минеральным грунтом	14
Монтаж КТ на трубопровод	30
Итого:	68

Основные работы как и вспомогательные операции можно будет совместить и выполнять одновременно, тогда общее время на все работы будет равно наибольшему значению из этих двух времен. Из таблицы 7.1 можно увидеть, что время на реализацию установки балластировки нефтепровода ТК занимает менее трех суток.

Расчет количества необходимой техники и оборудования

Для данного мероприятия понадобится высокопроходимый кран-трубоукладчик Komatsu D355C-3 с грузоподъемностью 92 тонны, надлежащий для погрузки ТК, что позволит с помощью самосвала Урал-IVECO-6539-01 доставить их на объект со скоростью 78 км/ч. Перевозка рабочего персонала совершается вездеходами ДТ-30, которые, в свою очередь, предназначены для транспортировки в сложных климатических условиях, на грунтах с низкой несущей способностью (болото, бездорожье, снежная целина) при температуре окружающей среды от плюс 40 до минус 60 °С. Для разгрузки, раскладки и монтажа утяжелителей используется также трубоукладчик Komatsu D355C-3. Бульдозером Б170М1.03ВР производятся все земляные работы. Установка утяжелителей и засыпка траншеи выполняется экскаватором с высокой производительностью и достаточно низким расходом топлива Volvo EC-290В.

Вся перечисленная техника и оборудование необходимы на всём протяжении производства работ. В таблице 9 продублирована техника и основные работы данного оборудования.

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист 93
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Таблица 8 – Необходимая техника.

Объект	Назначение
Самосвал Урал-IVECO-6559-01	Привоз материала к месту производства работ
Бульдозер Б170М1.03ВР	Производство земляных работ
Вездеход ДТ-30	Доставка персонала до места работ
Кран-трубоукладчик Komatsu D355C-3	Монтаж балластических материалов, укладка плети
Экскаватор Volvo EC-290В	Заполнение ТК песком

Затраты на амортизацию отчисления

Сумма амортизационных отчислений определяется исходя из балансовой стоимости основных производственных фондов и нематериальных активов и утвержденных в установленном порядке норм амортизации, учитывая линейную амортизацию их активной части.

Амортизационные отчисления вычисляются по следующей формуле:

$$K=1/n \cdot 100\%$$

K – норма амортизации в процентах к первоначальной стоимости объекта;

n – срок полезного использования объекта.

Расчет амортизационных отчислений при установке текстильных контейнеров типа КТ можно представить и привести в таблицу.

Таблица 9 – Расчет амортизационных отчислений.

Объект	Стоимость руб.	Норма амортизации %	Норма амортизации в час, руб.	Норма амортизации в год, руб.	Кол-во ед. техники	Время работ, час.	Сумма амортизации за время на выполнение работ, руб.
Самосвал УРАЛ-IVECO-6559-01	1530000	10	17,47	153000	2	68	9503,68
Вездеход ДТ-30	5995000	8	54,75	479600	2	68	7446

Продолжение таблицы 9.

Бульдозер Б170М1-03ВР	2190000	10	25	219000	1	68	1700
Экскаватор Volvo EC-290B	2700000	10	30,82	270000	1	68	2095,76
Кран Komatsu D355C-3	12000000	10	136,98	1200000	2	68	18629,28
Итого	39374,72						

Расчет амортизационных отчислений показал, что при балластировки текстильным контейнерами амортизационные отчисления составляют 39374,42 рубля

Затраты на материалы

В таблице 10 представлены расчеты стоимости материалов на исполнение работ по монтажу текстильных контейнеров. Материалы для строительства закупаются без скидок по рыночной цене.

Таблица 10 – Расчет стоимости материалов.

Наименование материала	Единица измерений	Количество	Цена за единицу в руб.	Сумма, руб.
Текстильные контейнеры КТ-200	шт	90	500	45000
Минеральный грунт	м ³	36	590	21240
Масло моторное	л	250	80	20000
Дизельное топливо	л	3200	47	150400
Всего за материалы				236640
Транспортно-заготовленные отчисления (3-5%)				11832
Итого				248472

Из данных таблицы видно, что затраты на материалы для балластировки общая сумма составляет 248472 рубля.

Расчет фонда оплаты труда

К расходам на оплату труда относятся: суммы, начисленные по тарифным ставкам, должностным окладам, сдельным расценкам или в процентах от выручки от реализации продукции (работ, услуг) в соответствии

с принятыми на предприятии (организации) формами и системами оплаты труда; надбавки по районным коэффициентам, за работу в районах крайнего Севера и др.

При проведении мероприятий по балластировки необходима бригада в составе 10 человек. Ответственный за проведение мероприятий – исполнитель работ. Стропальщики и машинисты трубоукладчиков выполняют основную работу по раскладке и монтажу комплектов оборудования. Заработная плата каждому человеку бригады приведена в таблице ниже.

Таблица 11 – Расчет фонда оплаты труда.

Профессия	Разряд	Кол-во	Тарифная ставка, руб./час	Время на проведение мероприятия, ч.	Тарифный фонд ЗП, руб.	Сев. И рай. Коэф. 50%+60 %	Заработная плата с учетом надбавок, руб.
Водитель вездехода	6	2	100	68	13600	13600	27200
Машинист экскаватора	6	1	149	68	10132	11230	21362
Стропальщик	5	2	98	68	6664	6701	13365
Машинист крана-трубоукладчика	6	2	140	68	9520	9603	19123
Трубопроводчик линейный	5	2	85	68	5780	5799	11579
Исполнитель работы	7	1	189	68	12852	13420	26272
Итого		10			80512	82456	162968

С учетом надбавок заработная плата выходит 16268 рублей.

Страховые взносы в государственные внебюджетные фонды

В таблице 11 представлены затраты при установке ТК на страховые взносы в Пенсионный фонд России, Фонд социального страхования, Фонд обязательного медицинского страхования.

Рассчитывая затраты на страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний, выбираем класс VIII с тарифом 0,9 для производства общестроительных работ по строительству

прочих зданий и сооружений, не включенных в другие группировки (код по ОКВЭД – 45.21.6).

Таблица 12 – Расчет страховых взносов при проведении балластировки нефтепровода.

Показатель	Водитель везде хода	Машинист экскаватора	Стропальщик	Машинист крана- трубоукладчика	Трубопроводчик линейный	Исполнитель работы
Кол-во работников	2	1	2	2	2	1
ЗП, руб.	27200	21362	26730	38246	23158	26272
ФСС (2,9%)	788,8	619,48	775,16	1109,12	671,58	761,89
ФОМС (5,1%)	1387,2	1089,46	1363,22	1950,54	1181,06	1339,87
ПФР (22%)	5984	4699,64	5880,6	8414,12	5094,76	5779,84
Страхов-ие от несчаст. Случаев (тариф 0,9%)	244,8	192,25	240,56	344,2	208,42	236,44
Всего, руб.	8404,8	6600,83	34989,54	11817,98	7155,82	8118,04
Общая сумма, руб.	77087,01					

Затраты на проведение мероприятия

На основании вышеперечисленных расчетов вычисляется общая сумма затрат на проведение организационно-технического мероприятия представленные в таблице 13.

Таблица 13 – Затраты на проведение организационно-технического мероприятия.

Наименование расходов	Затраты, руб.	Структура затрат, %
Амортизационные отчисления	39374,72	5
Материальные затраты	248472	38
Основная заработная плата	162968	25
Страховые взносы во внебюджетные фонды	77087,01	12
Накладные расходы (20%)	105580,346	20
Итого:	633482,076	100



Рисунок 28 – Диаграмма общих затрат на мероприятие

В данном разделе произведен расчет затрат на проведение мероприятий по балластировке 1 км нефтепровода текстильными контейнерами типа КТ-200. Также произведен расчет затрат на технику и топлива, амортизационные отчисления, затраты на материалы и затраты на оплату труда рабочему персоналу.

Обобщив всё выше изложенное, приходим к заключению, что на проведение мероприятия балластировки нефтепровода потребуется 633482,076 рублей. Наибольший удельный вес (38%) в структуре затрат на проведение мероприятий занимают расходы на материальные затраты.

Заключение

В магистерской диссертации были проанализированы факторы влияния талых вод на проектное пространственное положение трубопровода и рассмотрена инженерная защита промышленного трубопровода, обеспечивающая ограничения воздействия опасных геокриологических процессов, возникающих при подземной прокладке трубопровода в условиях распространения многолетнемерзлых/сезонномерзлых грунтов. На взаимодействие трубопровода и грунта пагубно влияет сезонное промерзание и оттаивание.

Сравнили распространенные методы по защите трубопровода от просадок и пучения и выяснили, что на сегодняшний день лучшим является термостабилизатор. Даже сейчас нет идеального способа от талых вод, хоть и существуют различные термостабилизаторы или теплоизоляция, но и они способны пропускать тепло от горячего нефтепровода, что приводит к изменению проектного пространственного положения трубопровода.

Исследуемый участок «Герасимовское-Лугинецкое» был проверен на прочность его проектного пространственного положения с помощью ПО Ansys. В данном случае трубопровод полностью удовлетворен требованиям безопасной и надежной транспортировки. Но в дальнейшем стоит задуматься о применении сезонных термостабилизаторах.

					Исследование влияния талых вод на проектное пространственное положение трубопровода в процессе эксплуатации							
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата								
Разраб.		Тимофеева Л.А.			Заключение				Лит.	Лист	Листов	
Руковод.		Бурков П.В.									99	115
Консульт.									НИ ТПУ гр.2БМ81			
Рук-ль ООП		Шадрина А.В.										

Список использованной литературы

1. Николаева М.В. Оценка ореола оттаивания грунта вокруг трубопровода, проложенного в многолетнемерзлых породах/М.В. Николаева, Г.П. Стручкова, Т.А. Капитонова, Р.А. Атласов, С.С. Бердыев, А.Г. Иванов. сайт – URL: <http://www.tmnlib.ru/jirbis/files/upload/abstract/01.04.14/3956.pdf> (Дата обращения 15.11.2018) – текст электронный.
2. Тепловое влияние подземного трубопровода на окружающие мерзлые грунты. сайт – URL: <https://applied-research.ru/ru/article/view?id=7029> (Дата обращения 2.11.2018) – текст электронный.
3. Транспортировка газа. Теоретическое исследование методов инженерной защиты подземных трубопроводов от морозного пучения на участках прерывистого распространения многолетнемерзлых грунтов. сайт – URL: <http://www.neftegas.info/gasindustry/-05-2018/teoreticheskoe-issledovanie-metodov-inzhenernoy-zashchity-podzemnykh-truboprovodov-ot-moroznogo-puch/> (Дата обращения 2.12.2018). – текст электронный.
4. Горковенко А.И. Основы теории расчета пространственного положения подземного трубопровода под влиянием сезонных процессов: Автореф. дис... кан.тех.наук. – Тюмень, 2006 – 305 с.
5. Современная классификация по пучинистости. сайт – URL: <http://problok.ru/klassifikaciya-gruntov.htm> (Дата обращения: 5.11.2018) – текст электронный.
6. Пучинистые грунты. Определение. сайт – URL: <https://dic.academic.ru/dic.nsf/stroitel/9525> (Дата обращения 10.11.2018) – текст электронный.

					<i>Исследование влияния талых вод на проектное пространственное положение трубопровода в процессе эксплуатации</i>						
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>							
<i>Разраб.</i>		<i>Тимофеева Л.А.</i>			<i>Список использованной литературы</i>			<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>	
<i>Руковод.</i>		<i>Бурков П.В.</i>								100	115
<i>Консульт.</i>								<i>НИ ТПУ гр.2БМ81</i>			
<i>Рук-ль ООП</i>		<i>Шадрина А.В.</i>									

7. Иванов И.А. Магистральные трубопроводы в районах глубокого сезонного промерзания пучинистых грунтов/ И.А. Иванов, С.Я. Кушнир – ООО «Недра», 2010 – 174 с.
8. Природные ресурсы. Инвестиционный портал. сайт – URL: http://www.investintomsk.ru/tomskaya_oblast/invest-potential/prirodnye_resursy/ (Дата обращения 02.12.2018). – текст электронный.
9. Гидрогеологические и инженерно-геологические условия нижней части бассейна реки Томи (Томская область). сайт – URL: http://earchive.tpu.ru/bitstream/11683/6778/1/thesis_tpu-2012-36.pdf (Дата обращения 15.11.2018). – текст электронный.
10. Юрьев М. П. Влияние динамических процессов в системе «Труба-грунт» на отклонение газопровода от проектного положения. сайт. – URL: <http://www.tmnlib.ru/jirbis/files/upload/abstract/01.04.14/3956.pdf> (дата обращения 30.11.2018). – текст электронный.
11. Xiaochen Wei, Zhiyong Niu, Qi Li, Jianli Ma, Potential failure analysis of thawing-pipeline interaction at fault crossing in permafrost, Soil Dynamics and Earthquake Engineering, Volume 106, March 2018, Pages 31-40
12. Определение типа грунтовых условий по просадочности. Сайт – URL: <http://www.stroitelstvo-new.ru/fundament/23.shtml> (дата обращения 12.03.2019) – текст электронный.
13. Просадочность грунтов. Сайт – URL: <https://sprosigeologa.ru/inzhenernye-izyskaniya/prosadochnost-gruntov/> (дата обращения 12.03.2019) – текст электронный.
14. Патраков А.Н. Прогноз просадки грунтов от собственного веса при замачивании через скважины: Автореф. дис... кан.тех.наук. – Москва, 1990 – 25 стр.

					Список использованной литературы	Лист
						101
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

15. В.С.Евдокимов, В.В. Пфафенрот, В.А. Максименко, В.В.Максименко
Исследование работы термостабилизатора грунта направленного действия;
16. Попов А.П. Управление геотехническими системами газового комплекса в криолитозоне. Прогноз состояния и обеспечение надежности. Дис. док. техн. наук. Тюмень: 2005. — 713 с;
17. Леонов Д.А. Исследование работы нефтепроводов проложенных на участках многолетнемерзлых грунтов: магистерская диссертация/ Д.А. Леонов; Национальный исследовательский Томский политехнический университет (ТПУ), Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР), Отделение нефтегазового дела (ОНД) – Томск, 2018
18. Шрамок А.В. Характеристика процессов морозного пучения грунтов на территории Угутского месторождения (Тюменская область): магистерская диссертация/ А.В. Шрамок – Томск, 2017
19. Лисин Ю.В., Сощенко А.Е., Павлов В.В. и др. Технические решения по способам прокладки нефтепровода Заполярье - НПС Пурпе научный журнал "Наука и техника трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов" 2015г.;
20. Гост 25100-2011 Грунты. Классификация
21. Гост 5180-84 Грунты. Методы лабораторного определения физических характеристик.
22. СП 34-116-97 Инструкция по проектированию, строительству и реконструкции промысловых нефтегазопроводов.
23. СНиП 2.02.04-88 Строительные нормы и правила. Основания и фундаменты вечномерзлых грунтах.
24. СНиП 3.02.01-87 Земляные сооружения, основания и фундаменты.
25. Строительные нормы и правила (СНиП) 2.05.06-85*. Магистральные трубопроводы. – Введ. 1986-01-01. – М.: ФГУП ЦПП, 2005. – 60 с

					Список использованной литературы	Лист
						102
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

26. Карта-схема трубопроводов / АО «Транснефть – Центральная Сибирь». Сайт – URL: <https://centralsiberia.transneft.ru/about/schema/> (дата обращения: 28.03.2020).
27. Строительные нормы и правила (СНиП) 23-01-99*. Строительная климатология. – Введ. 2000-01-01. – М.: Госстрой России, 2003. – 109 с.
28. Строительные нормы и правила (СНиП) 2.01.07-85*. Нагрузки и воздействия. – Введ. 1989-01-01. – М.: Госстрой России, 2003. – 58 с.
29. Методические рекомендации по сбору инженерно-геологической информации и использованию табличных геотехнических данных при проектировании земляного полотна автомобильных дорог. – Введ. 1981-01-01. – М.: ГПИ «Союздорпроект», 1981. – 22 с.
30. Тугунов, П. И. Типовые расчеты при проектировании и эксплуатации нефтебаз и нефтепроводов. Учебное пособие для ВУЗов / П. И. Тугунов [и др.]. – Уфа: ООО «ДизайнПолиграфСервис», 2002. – 658 с.
31. Долгих Г.М. Строительство на вечномёрзлых грунтах: проблемы качества / Г.М. Долгих, С.П. Вельчев // Международный журнал «Геотехника». — 2010. — № 6. — С. 23—29;
32. Строительные нормы и правила (СНиП) III-42-80*. Магистральные трубопроводы. – Введ. 1981-01-01. – М.: ФГУП ЦПП, 2005. – 74 с.
33. Справочник инженера по эксплуатации нефтегазопроводов и продуктопроводов: учебно-практическое пособие / Под общ. ред. д. т. н. проф. Ю. Д. Земенкова. – М.: «Инфа-Инженерия», 2006. – 928 с.
34. Вишневская, Н. С. Решение типовых задач при сооружении магистральных трубопроводов: методические указания / Н. С. Вишневская, М. М. Бердник. – 2-е изд., стереотип. – Ухта: УГТУ, 2014. – 39 с.
35. П.В. Бурков, О.В. Ключ, С.П. Буркова. Исследование напряжённо-деформированного состояния подземных трубопроводов проложенных в

					Список использованной литературы	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		103

условиях вечной мерзлоты // Горный информационно-аналитический бюллетень. — 2011. — № ОВ2. — С. 184—190;

36. Горохов Е. Н. Обеспечение экологической безопасности нефтепровода «Восточная Сибирь–Тихий океан» на участках, проложенных в многолетнемерзлых грунтах/Е. Н. Горохов, Е. В. Копосов, В. И. Ларионов//Науки о земле и рациональное природопользование: сб. статей. – Нижний Новгород, 2011. – 158-164 с.
37. Суриков В. И. Система геотехнического мониторинга и безопасного управления магистральными нефтепроводами, проложенными в сложных природно-климатических условиях // Наука и технология трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. 2016. № 2. С. 20–23;
38. СНиП 2.02.04-88 Основания и фундаменты на вечномерзлых грунтах. – М.: Институт ОАО «НИЦ «Строительство», 1990. – 11-15 с.
39. Хаикин В.П. О методике расчета тепловых потерь подземного трубопровода // Оценка надежности магистральных трубопроводов. Сборник научных трудов. М.: ВНИИСТ, 1987.–95-102 с
40. Левченко А.П. Особенности устройства оснований водоотводящих сооружений и сетей на просадочных лессовых грунтах. Автореферат. Москва, 1998
41. СанПиН 2.2.4.3359-16. Санитарно-эпидемиологические требования к физическим факторам на рабочих местах;
42. ГОСТ 12.4.011-89. Система стандартов безопасности труда. Средства защиты работающих. Общие требования и классификация;
43. ГОСТ Р 12.1.019-2009. Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты;

					Список использованной литературы	Лист
						104
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- 44.ГОСТ 12.4.310-2016. Система стандартов безопасности труда. Одежда специальная для защиты работающих от воздействия нефти, нефтепродуктов. Технические требования;
- 45.ГОСТ 12.1.011 – 78. Смеси взрывоопасные. Классификация и методы испытаний;
- 46.ГОСТ 12.4.137-2001. Обувь специальная с верхом из кожи для защиты от нефти, нефтепродуктов, кислот, щелочей, нетоксичной и взрывоопасной пыли. Технические условия;
- 47.ГОСТ 12.1.046-2014. Система стандартов безопасности труда. Строительство. Нормы освещения строительных площадок;
48. ГОСТ Р 55990-2014. Месторождения нефтяные и газонефтяные. Промысловые трубопроводы. Нормы проектирования;
49. О государственных гарантиях и компенсациях для лиц, работающих и проживающих в районах Крайнего Севера и приравненных к ним местностях: Федеральный закон от 19.02.1993 N 4520-1
- 50.СанПиН 2.2.4.548-96 «Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений»
51. ГОСТ Р 51330.19 – 99 Электрооборудование взрывозащищенное.
- 52.ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности.
- 53.ГОСТ 12.1.011-78 Смеси взрывоопасные.
- 54.ГОСТ 12.1.003-2014 Шум. Общие требования безопасности.
- 55.ГОСТ 12.0.003-15 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы.

					Список использованной литературы	Лист
						105
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Приложение А

Раздел 1

Literature review: pipelines integrity damage in permafrost soils

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ81	Тимофеева Л.А.		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
профессор	Бурков П.В.	к. т. н., профессор		

Консультант-лингвист отделения иностранных языков ШБИП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент ОИЯ	Поздеева Г. П.	к. филол. н., доцент		

					Исследование влияния талых вод на проектное пространственное положение трубопровода в процессе эксплуатации						
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата							
Разраб.		Тимофеева Л.А.			Приложение А			Лит.	Лист	Листов	
Руковод.		Бурков П.В.								106	115
Консульт.		Поздеева Г.П.						НИ ТПУ гр.2БМ81			
Рук-ль ООП		Шадрина А.В.									

Permafrost soils are common in the northern regions of the Russian Federation. More than a third of the territory of Western Siberia is covered with permafrost, almost half - with soils with deep seasonal freezing (> 2.5 m), almost a third are wetlands.

Oil pipelines construction and oil transportation affect the environment significantly. All this leads to a violation of the dynamic balance and irreversible processes that adversely affect the pipeline integrity. These man-made processes involve soil swelling and land subsidence, soil thawing, floating of pipeline sections, destructive permafrost processes (thermokarst, solifluction, frost clefts, tumulus, etc.), erosion and landslide processes, and marsh formation.

Thermokarst is the process of inhomogeneous infiltration and subsidence of bedding rocks formed in melting of ground ice. As a result, forms outwardly resembling karst reliefs occur. Mainly, it is found in the permafrost development areas.

Solifluction is a slow movement of thawed clay rocks along the overlying bed of the frozen layer under the action of gravity.

Frost cracks are formed in soils and loose rocks as a result of their compression during severe frosts. They are found in high latitudes and in the mountains - in the zones of seasonal and permafrost rocks distribution. Cracks filled with soils or water, which in freezing turns into ice wedge expanding and deepening frost cracks.

Frost mounds, permafrost round-shaped reliefs which are formed during freezing of a highly damped stratum of rocks and their volume increasing of local ice storage. They are located in the areas of permafrost tundra and forest tundra.

When laying pipelines in permafrost and swampy areas, various inspection techniques are applied to eliminate pipeline operation instability. The techniques provide safe and efficient petroleum products transportation.

					Приложение А	Лист
						107
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

The main criteria in choosing a pipeline route are the optimally criteria. In general, the following criteria are used:

- minimum expenses on metal – the shortest pipeline route;
- minimum labor costs for the pipeline construction – pipeline laying through the areas requiring the lowest labor costs;
- minimum time for construction – laying a new pipeline along the existing pipelines routes with a number of support facilities (external power supply, well-developed roads, communication lines, etc.);
- minimum expenses on construction and subsequent pipeline operation.

There are three main ways of laying pipelines: subsurface pipelining, open pipelining and above ground pipelining. Not all are optimal for pipeline laying in the conditions of permafrost. The main criteria in choosing a pipeline laying method are safe and operational reliability of the structure and guaranteed soil stability along the pipeline route to exclude frosty heaving and land subsidence.

Operational reliability testing in permafrost soils proved to be unsatisfactory because safety and reliability of oil transportation reduced in the permafrost conditions. Subsurface pipelining of hot oil pipeline in permafrost areas in accordance with SP 25.13330.2012 leads to the formation of significant haloes along the pipeline; formation of extended talik zones along the pipes, their subsidence, water floods, erosion and suffusion:

- thawing of frozen icy rocks will be accompanied by their subsidence; and rocks significant subsidence leads to the surface subsidence;
- a thin bed of seasonal frozen rocks forms in the backfill soil over the pipe. Its complete thawing finishes at the end of May or the beginning of June. When the seasonal frozen and seasonal thawed layers thawing at the adjacent territory, the snow waters can flow through the thawed rocks into the trench;
- when thin bed frozen rocks thawing out completely, increasing the groundwater level and flooding of the trench is possible;

					Приложение А	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		108

- depth increasing of seasonal soil thawing in the pipelaying zone, stripping of vegetation and an high solar radiation may lead to the icy rocks thermokarst formation.

The speed and extent of such displacements are determined by the thermal calculation, but their effects are always not evaluated. For example, due to SP 25.13330.2012 it is not clear which halos sizes or which subsidence values are dangerous for pipelines being operated indifferent conditions. The degree of this danger is uniquely related to pipe strength capacity. The stronger it is, the less dangerous it is for transportation along the ground. The authors of the paper [15] propose a method to assess the sediment impact on stressed-deformed state of the pipeline and, consequently, on the reliability of its operation. The created software package makes it possible to account on safe operation of the pipeline during the entire period of operation.

For pipelaying at the territory of permafrost soils, the principle of using permafrost as a foundation is determined preliminarily. Either the Project customer or the designers offer the best option based on the results of engineering-geological surveys, or based on the planned costs for the construction of the object.

Today, most of the published works are devoted to assessing the reliability of pipeline transportation during its operation: monitoring hazardous natural (geocryological) processes, compiling registers of hazardous geological processes with a view to systematize and analyze the degree of danger, as well as to protect against adverse environmental influences [39– 42].

In [42], the technique based on a probability-statistical approach to the thermal and mechanical interaction forecast of engineering structures with the environment was considered. Based on the solution of the optimization problem, the optimal cost of the route is chosen, as well as the optimal method of pipelaying and the structural parameters of the pipeline.

					Приложение А	Лист
						109
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

The developed technique allows at the modern scientific level carry out the optimal design of line pipe in the permafrost zone with the lowest risks and reduced total cost.

At the design stage, the technical decisions and the need and sufficiency of engineering efforts assessment are justified applying software systems of numerical modeling tools to perform a predictive thermo technical calculation of pipelines. Computer simulation of thermal fields, soil-thawing halos around the pipeline and the mechanical properties of the pipeline, the calculation of thermal soil processes are necessary forecasting tools.

The most popular software programs for study and calculation are ANSYS, ABAQUS, NASTRAN, CRIPE, Frost 3D Universal. Their main advantages are:

- three-dimensional calculation;
- real object geometry;
- acceptable accuracy of thermal interaction calculations of the pipeline and the soil;
- taking into account a large number of factors affecting the thermal interaction of the pipeline and the soil (design features of the pipeline, trench parameters, geological section, change in soil properties during thawing, the speed of permafrost processes, weather conditions, temperature and flow rate of the pumped product, the provision of thermal insulation materials and a leakage detection system, etc.);
- possibility of conducting potential calculations, etc.

According to SP 25.13330.2012 permafrost can be used as a foundation:

- by principle I – permafrost foundation remains in a frozen state during the entire period of pipelaying and operation of the structure;
- by the II principle -permafrost foundation is used both in the thawed or thawing state.

In addition, according to SP 25.13330.2012, linear structures are allowed to be designed using the above principles combined at separate sections of the structure.

					Приложение А	Лист
						110
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Most typically, the use of permafrost with the assumption of thawing during operation prevails (the principle II).

Various methods may be used to protect pipelines. The choice of the engineering protection method of the pipeline and the soil preservation in a frozen state depends on a number of factors: the structural design of the pipeline (such as laying), the pumped product, the operating thermal conditions, the type of permafrost soil, etc. Currently, an important stage in the design and pipelaying in the permafrost zones is to conduct forecast calculations taking into account all the factors described above.

To protect the soil and pipeline from various negative processes, various methods must be used. One of the most commonly applied methods of control of subsidence or soil heaving is thermal insulation. But thermal insulation does not completely eliminate the problem of thawing the haloes, which leads to pipes sagging, since even the most reliable materials can lose heat by 5% and this is quite enough.

Another option is thermal stabilization. This method largely is more efficient rather than the method of thermal insulation. Recently, this method has often been used in pipeline operation. The results of research on the pipelaying of the Zapolyarye-Purpe oil trunk pipeline in permafrost are widely discussed in the scientific journals. They present both the design results and the production experience gained during the project implementation.

For safer transportation of petroleum products, it is necessary to freeze the soil artificially to reduce negative consequences. This is done so that there is no sagging of the pipeline, since the frozen soil may begin to melt due to temperature differences.

Thermal stabilization was first applied during pipeline laying in 1973. After a while, it was proved that thermal stabilization is a fairly new and profitable way to reliably and safely transport the product. In Russia, this method of pipeline strength was used in Zapolyarny-Samotlor construction. There are no special claims to this method.

					Приложение А	Лист
						111
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

A.N. Sapsay considered in detail in his work the use of thermal stabilization of soils in the aboveground pipelining. The efficiency of thermal stabilizers based on two-phase hot-water gravity circulation was evaluated. In addition, the optimal types of construction and types of refrigerant were determined. Recommendations were given for the installation and operation of equipment for the thermal stabilization of soils. The principle of all types of leakage detection systems operation is the same. Each of them consists of a leak-proof pipe containing thermophore – refrigerant.

At the department “Refrigerating and Compressor Techniques and Technologies” of OmTSU, a design of a heat stabilizer with directional effect was developed. The peculiarity of this device is that thermal energy is received only from the heat stabilization section, thereby achieving a higher efficiency of the leakage detection system [36].

Laying the pipeline by an aboveground method is more profitable today, since there are many adverse consequences of using an underground method. Man-caused transformations of natural landscapes and changes in soil conditions can also occur when constructing supports for an above-ground pipeline.

However, these transformations will be local. Above-ground laying is accompanied by freezing of the soil around the supports, since freezing of soils with low bearing capacity (widely distributed along the route) increases their bearing capacity. When this is taken into account, the freezing of soils around the supports in conditions of high water cut of the massifs may be accompanied by bulging of frozen rocks.

To prevent permafrost from thawing around pipelines transporting a product with a positive temperature, a heat-insulating coating with a low thermal conductivity of 0.028-0.030 W / (m K) is used. It is a separate shell, the inner diameter of which is equal to the outer diameter of the pipeline. The shells are fastened together with metal belts and hung on the pipeline before laying. For field pipelines the insulation (steam truck shells) is applied.

					Приложение А	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		112

V. I. Surikov in his scientific work describes modern methods of thermal insulation of pipelines, provides requirements for thermal and corrosion-resistant insulation, as well as protective shells. Technical solutions for pipeline insulation are defined for both underground and above-ground pipelaying; recommendations are given on the application technology and quality control of insulation [38].

However, the thermal insulation application not always helps to eliminate the heating pipeline effects on the soil. The article [20] gave an example of the warming effect from the non-insulated pipeline, and the pipeline with factory insulation.

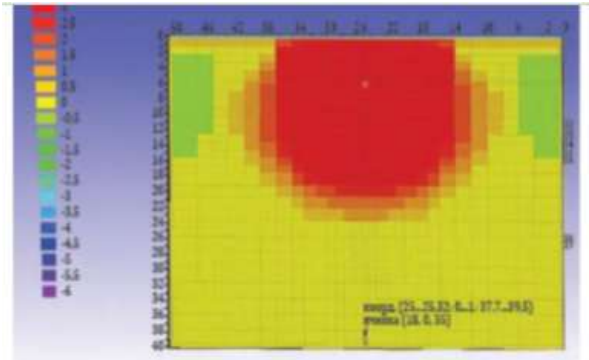


Fig. 29 Insulating impact of the non-insulated underground pipeline on permafrost soils.

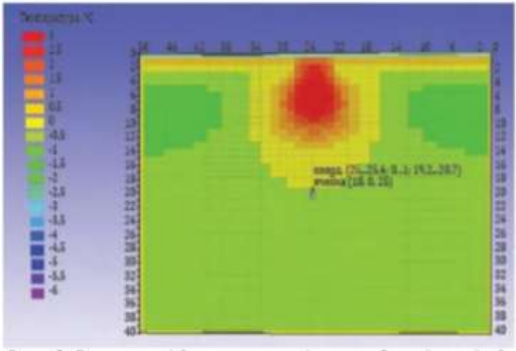


Fig. 30 Thermal effects of the underground pipeline with factory insulation

One of the ways to stabilize the pipeline is to strengthen or ballast the pipeline at design elevations in permafrost.

Ballasting control is a method of securing a pipeline with the help of weights when laying in swamped or water cut soils. The weights are laid on the pipes in the pipeline construction with the help of the pipelayer, the marsh excavator, the

amphibian crane. Basically ballasting devices such as TC (textile containers) are used for ballasting field pipelines.

In the Bovanenkovo - Ukhta-2 gas pipeline, the ballasting variant of polymer-containing ballast units for underground sections was proposed and executed. The design consists of two containers and two cargo belts, used in combination with rigid spacer frames. Polymer-containing ballast units should be filled with transported sand or clay from a trench dump after the unit installed in a gas pipeline.

An equally effective method is to replace the soil with non-frost heaving one (a sand bed). Ideally, non-frost heaving soil should be placed to the depth of seasonal freezing, but usually 0.5 m is sufficient.

The ground method of laying is extremely consistent with the principle of the least intrusion into the ground mass.

Equally, effective measure is to replace the soil on the unfiltered (sand pad). Ideally, non-rocky soil should be made to the depth of seasonal freezing, but usually 0.5 m is enough.

The ground laying method is extremely consistent with the principle of least invasion of the soil massif.

As the possibility justification and feasibility of a ground-based (in an embankment) method of laying pipelines under the permafrost conditions, its main positive aspects should be considered. There is no need in trenching, vegetation is not disturbed; when laying by a zipper method, there is a self-compensation of possible thermal stresses and strains in pipe; there are no excessive loads (fluctuations from wind load, movement from temperature extremes). Pile-supported or slab foundations and metal supports are not required; there is no need for thermal stabilizers and pipeline ballasting.

The disadvantages of this method of pipelaying are: in case of an emergency or accident it is necessary to ensure the safety of people and the environment and provide places for the migration of animals and the transport.

					Приложение А	Лист
						114
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Dolgikh G.M. described in more detail in her paper “On the choice of the method of laying pipelines in permafrost regions” [32] all the pros and cons of methods of laying the pipeline.

Despite the developed possibilities of forecasting changes in permafrost properties, as well as a significant list of developed measures for preserving soil properties of bases of design values, many modern scientific works are devoted to these problems. These problems associated with structural deformations and other difficulties arising in the construction and operation of oil and gas facilities and other sectors of the economy in the field of permafrost distribution.

Let’s consider the causes preventing the normal operation of facilities in the permafrost zones. In the paper [45], A.A. Gubarkov indicates a lack of reliable geological data, despite compliance with the requirements of existing SNiP in the field survey of laying the Vankor-Purpe oil pipeline. To implement the pipeline construction, it was necessary to perform additional surveys. Conducted pre-design studies of the soil through 150–300 m of the pipeline route, the results of which were used, including for selecting piles, turned out to be insufficient; since the change in the soil composition occurred in 30-36 m or less. In [31], several cases of dangerous deformation of structures were noted due to violation of construction standards, not taking into account the properties of permafrost and the failure to implement design solutions. A deep analysis of the deformation and damage causes to the gas industry facilities of OAO Nadymgazprom in permafrost zones is given in the work of Popov A.P. [16]. The author analyzes the significant accumulated factual data of observations on permafrost thawing and the results of this phenomenon.

					Приложение А	Лист
						115
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		